

Санкт-Петербургский государственный университет

Институт наук о Земле

**Кожевников Егор Юрьевич**

# Выпускная квалификационная работа

# ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Основная образовательная программа бакалавриата  
«Нефтегазовое дело»

Научный руководитель:  
к.т.н. В.А.Лушпеев

« » 2021

Рецензент: Антипин М.А.

Санкт-Петербург

2021

## АННОТАЦИЯ

Данная работа посвящена обоснованию методов контроля выработки трудноизвлекаемых запасов на примере восточного участка оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. В рамках этой работы были рассмотрены: географо-геологическая характеристика месторождения; был проведен анализ и исследована существующая классификация трудноизвлекаемых запасов нефти, а также рассмотрелись основные проблемы при добыче трудноизвлекаемых запасов.

Были обоснованы методы исследования скважин при совместной разработке пластов.

С помощью научной литературы в работе изучены принципы, технологии и оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений.

На основе изученного материала работы была предложена наиболее оптимальная система контроля выработки трудноизвлекаемых запасов для месторождения.

В ходе данной работы было проведено промысловое термодинамическое исследование данного месторождения, основанное на методе термограмм

Объем данной работы 59 страниц, в ее состав включены 18 Рисунков, 4 Таблицы и 29 формул. Содержание представлено 6 главами, написание которых осуществлялось по 32 источникам литературы.

Ключевые слова: контроль выработки запасов, геофизические исследования скважин, одновременно-раздельная эксплуатация, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

## ANNOTATION

This work is devoted to the substantiation of methods for controlling the development of hard-to-recover reserves using the example of the eastern section of the Orenburg oil and gas condensate field. Within the framework of this work, the following were considered: geographic and geological characteristics of the deposit; the analysis and study of the existing classification of hard-to-recover oil reserves was carried out, and the main problems in the production of hard-to-recover reserves were considered.

Well survey methods were substantiated during joint development of reservoirs.

With the help of scientific literature, the work studied the principles, technologies and equipment for the simultaneous-separate exploitation of multilayer fields.

Based on the studied material of the work, the most optimal control system for the development of hard-to-recover reserves for the field was proposed.

In the course of this work, a field thermodynamic study of this field was carried out, based on the method of thermograms

The volume of this work is 59 pages, it includes 18 Figures, 4 Tables and 29 formulas. The content is presented by 6 chapters, the writing of which was carried out according to 32 literature sources.

Key words: control of reserves development, well logging, simultaneous-separate operation, Orenburg oil and gas condensate field.

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....  | 5  |
| 1 ГЕОЛОГИЯ РАЙОНА .....  | 7  |
| 1.1 Краткий геологический очерк района .....   | 7  |
| 1.2 Продуктивные пласты и объекты. ....  | 9  |
| 2 ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ (ТРИЗ).....   | 13 |
| 2.1 Трудноизвлекаемые запасы нефти .....   | 13 |
| 2.2 Льготы при разработке технологий, разведки и добыче ТРiЗ (Федеральный закон от 2.12.2019 №396-ФЗ) .....  | 16 |
| 2.3 Проблемы при разработке трудноизвлекаемых запасов нефтей .....   | 17 |
| 3 ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТОВ.....  | 18 |
| 3.1 Геофизические методы исследования скважин при совместной разработке пластов.....   | 18 |
| 3.2 Гидродинамические методы исследования скважин при совместной разработке пластов .....  | 25 |
| 4 ПРИНЦИПЫ, ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ<br>ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....                                       | 29 |
| 4.1 Принципы раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.....   | 29 |
| 4.2 Методика определения продуктивных характеристик многопластовых объектов .....  | 31 |
| 4.3 Оборудование для одновременно-раздельной добычи нефти .....  | 35 |
| 4.4 Волоконно-оптические технологии.....   | 39 |
| 4.5 Разработка и обоснование комплекса новых технологических и технических решений<br>одновременно-раздельной добычи нефти.....                            | 40 |
| 4.6 Разработка методики подбора оборудования и режима его работы для одновременно-<br>раздельной добычи нефти для многопластовых объектов разработки. .... | 43 |
| 4.7 Определение параметров работы пластов при эксплуатации систем ОРД. ....  | 48 |
| 5 МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ВЫРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ПРИМЕНИМЫЕ К ВОСТОЧНОМУ<br>УЧАСТКУ ОНГКМ.....   | 50 |
| 6 ПРОМЫСЛОВОЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА<br>ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....                                | 53 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 57 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....   | 58 |

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность проблемы:** на данный момент всем крупным месторождениям нефти присуща поздняя стадия разработки. Падение дебита скважин, ухудшение качества нефти из-за обводненности и ухудшение структуры оставшихся запасов подталкивают нас пользоваться геофизическим контролем разработки. Исследования проводятся с целью мониторинга технического состояния скважин и исследования эксплуатационных характеристик пластов. Для определения насыщенности коллектора проводят исследования в специальных скважинах.

При разработке месторождений запасы постепенно становятся трудноизвлекаемыми. Часто встречается проблема, что при разработке залежи нет возможности исследовать каждый пласт или объект по-отдельности. Из-за этого мы не можем точно определить оптимальную систему повышения нефтеотдачи.

Многие считают, что наиболее полную информацию о разработке месторождения могут предоставить только геофизические исследования добывающих скважин. Следует отметить, что мало исследуются нагнетательные скважины, хотя по ним тоже можно получать дополнительную информацию о выработке запасов месторождения.

Назревает необходимость разработки нового подхода к решению проблем контроля за выработкой, который объединит данные состояния выработки нефти по каждому пласту.

Актуальность темы основана на необходимости выбора оптимального метода контроля выработки запасов на восточном участке ОНГКМ.

**Цель работы:** обосновать и выбрать оптимальный метод контроля выработки трудноизвлекаемых запасов на для Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

**Объект исследования:** контроль выработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях нефти и газа

**Предмет исследования:** обоснование и выбор оптимальных методов контроля выработки трудноизвлекаемых запасов на восточном участке ОНГКМ

**Задачи:**

- а) Сделать геологический очерк района

- б) Изучить трудноизвлекаемые запасы и описать льготы на их исследование и разработку
- в) Исследовать методы контроля выработки трудноизвлекаемых запасов
- г) Найти и обосновать оптимальный метод и технологию контроля выработки для пласта Р5'

# 1 ГЕОЛОГИЯ РАЙОНА

## 1.1 Краткий геологический очерк района

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение напрямую взаимосвязано с Оренбургским валом. Вал пролегает с запада на восток. Его ширина равняется 10-20км и протяженность - больше 100км.<sup>1</sup>

Для изучения структуры ОНГКМ было пробурено больше 1000 скважин.

Структура ОНГКМ (рис. 1) представлена поднятием (брахиантиклиналь) и оконтурена линиями изогипс -1600, -1650 и -1700м. Самые большие значения присущи своду (-1230-1240м). В северной части структуры значения изогипс равны: -1900м на востоке и -1820м на западе поднятия.

Отметки изогипс в южной части структуры равны: -1760м на западе, -1780м в центре и -1825м на востоке. Из-за разного угла падения каждого крыла поднятие является асимметричной структурой.

Поднятие состоит из трех куполов - Западный, Центральный и Восточный.

Форма Западного купола представлена обширной периклиналью (25х12км) и выделяется как отдельное поднятие. Его амплитуда - 120м по кровле III объекта и площадь 20х6 км.

Самую обширную и поднятую (50х18км) часть Оренбургского вала представляет Центральный купол. В сводовой части значения изогипс составляют -1230м, амплитуда купола - примерно 500м.

Центральный купол отделен от Восточного купола прогибом (-1590м).

В своде Восточного купола значения изогипс равны -1470 м. Сводовая часть купола оконтуривается изогипсой со значением -1650 м. Площадь сводовой части равна 16х6км. К своду с южной стороны присоединено моноклиналиное крыло (шириною примерно 4 км), с востока - террасообразная площадка.

Разрез основной залежи (рис. 2) состоит из пород нижней перми (артинский - ассельский ярус) и каменноугольного периода (верхний и средний отделы). Разрез состоит из

---

<sup>1</sup> knowledge.allbest.ru (электронный ресурс) Расчет добычи газа на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении URL:[https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2bc69a4c43b89421216c26\\_0.html](https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2bc69a4c43b89421216c26_0.html)

[illegible]

<sup>2</sup> mobile.studbooks.net (электронный ресурс) / Определение режима разработки Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / режим доступа:  
[https://mobile.studbooks.net/1760460/geografiya/geologo\\_tehnicheskaya\\_harakteristika\\_mestorozhdeniya](https://mobile.studbooks.net/1760460/geografiya/geologo_tehnicheskaya_harakteristika_mestorozhdeniya)

8



## 1.2 Продуктивные пласты и объекты.

Пласты и объекты, описанные далее, выделяются по их плотностным свойствам и эксплуатационным возможностям. Разрез оренбургского нефте-газо-конденсатного месторождения слагают 35 пластов: - I1, I2, I3, I4, I5, I6, R1-1, R1-2, II1, II2, II3, II4, II5, II6, II7, II8, R2-1, R2-2, R2-3, R2-4, III1, III2, III3, III4, III5, III6, III7, III8, III9, III10, III11, III12, III13, III14, III15. Мощность пластов равна 0,5-30м, все они выделены по эталонной скважине 177Д, которая относится к участку УКПГ-7. Не все пласты имеют четкие характеристики. Мощность каждого пласта определялась или с помощью литологии, или благодаря изменениям плотностных свойств. Продуктивная толща состоит из: первой коллекторской толщи, имеющей артинский возраст; первого раздела и первой низкопоровой толщи, имеющей сакмарский возраст; второй коллекторской толщи, имеющей сакмаро-ассельский возрастом; второго раздела, имеющего ассельский возраст; второй низкопоровой толщи, имеющей ассельско-верхнекаменноугольный возраст и третьей коллекторской толщи, имеющей верхнекаменноугольный и среднекаменноугольный возраст. Между пластами и объектами присутствует следующая взаимосвязь:

пласты I1, I2, I3, I4, I5, I6 образуют первую артинскую коллекторскую толщу;

пласт R1-1 - первый раздел;

пласт R1-2 - первую низкопоровую толщу;

пласты II1, II2, II3, II4, II5, II6, II7, II8 - вторую коллекторскую толщу;

пласт R2-1 - второй раздел;

пласты R2-2, R2-3, R2-4 - вторую низкопоровую толщу;

пласты III1, III2, III3, III4, III5, III6, III7, III8, III9, III10, III11, III12, III13, III14, III15 - третья коллекторская толща.

Каждый объект включает в себя пласт или несколько пластов коллекторских толщ и разделов. Западный и Центральный купола включают следующие объекты.

### I объект

Породы, присущие этому объекту, имеют возраст артинского и верхнесакмарского яруса (I1 - R1-2). Данный объект состоит из известняков, в кровле местами сульфатизированных и доломитизированных. Мощности пластов варьируются от 60м до 200м.

### II объект

Объект состоит из пород сакмарского яруса, ассельских и верхнекаменноугольных отложений. От коллекторских пород I объекта он отделен пластом R1. Мощность R1 составляет 20-30м. На западе Западного купола, R1 замещена проницаемыми разностями и перемычкой, отделяющей II объект от I. Мощность II объекта варьируется 70-170м, но в основном равна 100-120м.

### III объект

Объект состоит из пород возраста верхнего и среднего карбона. Мощность варьируется 20-280м. От пород-коллекторов II объекта III объект отделен разделом R2, мощность которого составляет 20-100м. В пласте R2 можно увидеть замещение плотных пород проницаемыми. При этом все проницаемые пласты становятся частью объекта II. Из-за этого перемычка между II объектом и III объектом уменьшается до нескольких метров.

Восточный купол имеет следующие пласты и объекты:

### Толща сакмарского яруса (пласт PVI)

Эта толща относится к Восточному куполу. Пласт PVI состоит из пород возраста от “сакмарского репера” до нижней части сакмарского яруса. Мощности пласта составляют 70 м, иногда - 90 м. Данный пласт состоит из известняков. Из-за недостаточной изученности пласта PVI многие считают, что данным пласт может состоять из нескольких пластов.

В отдельные объекты выделяют пласт P<sub>5</sub>' и пласт A<sub>4</sub> (башкирский объект)

Пласт P<sub>5</sub>' (Рис.3,4) сложен ритмичным переслаиванием известняков микрозернистых, сгустковых, комковатых, с прослоями органогенно-обломочных и детритовых разностей.

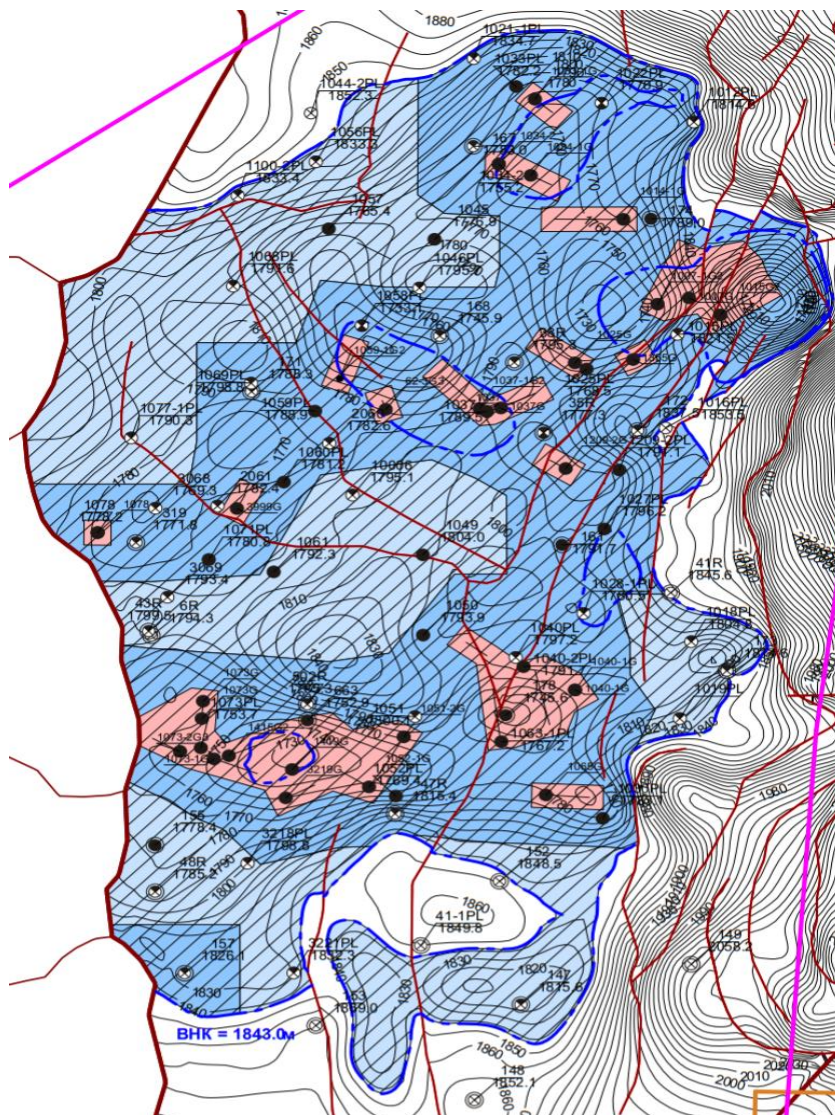


Рис.3 Структурная карта пласта P5'

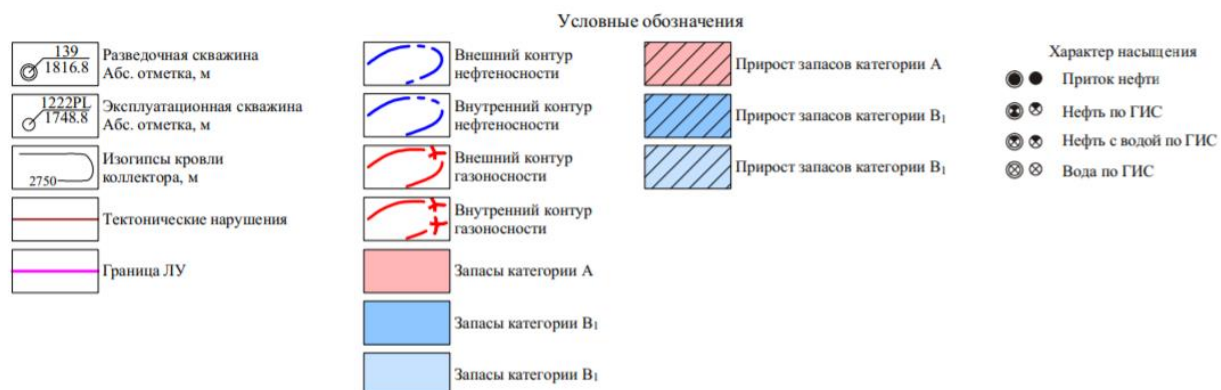


Рис.4 Условные обозначения к геологической карте пласта P5'(рис3)

Пласт А4 представлен карбонатными породами-известняками. По составу известняки органогенно-обломочные и органогенно-детритовые, комковато- детритовые, водорослевые, фораминиферовые, массивные, крепкие, плотные и пористые, участками трещиноватые, в

нижней части пласта неравномерно доломитизированные. Встречаются редкие и маломощные прослой аргиллитов.

Объект I разделяют на 2 объекта: блок 1-север и блок 1 - юг. Разграничение Блока 1 север и Блока 1 юг, обусловлено наличием тектонического нарушения субширотного простирания, ранее числились единым объектом разработки - объект I;

## 2 ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ (ТРИЗ)

### 2.1 Трудноизвлекаемые запасы нефти

Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа (ТРИЗ) - запасы месторождений, залежей или объектов, отличающихся невыгодными для добычи характеристиками залегания нефти и ее физическими параметрами.

Единого определения ТРИЗ нет.

Существует следующее определение в приказе Министерства природы Российской Федерации от 1998 года - «Трудноизвлекаемыми запасами следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами».<sup>4</sup>

В 1994 г. была введена классификация ТРИЗ нефти и газа, основываясь на допустимые значения геологических и технологических характеристик, и расстояния до ближайшего центра нефтегазодобычи:

- а) аномальная по характеристикам нефть,
- б) низкопроницаемые коллекторы,
- в) нефть выработанных месторождений,
- г) нефть низкопродуктивных пластов
- д) удаленность от инфраструктуры.

Доля ТРИЗ увеличивается по причине приоритета выработки легкоизвлекаемых запасов.

Балансовые запасы нефти категорий А+В+С1 составляют более 18 миллиардов тонн. Из них 12 миллиардов тонн или 66% составляют ТРИЗ.

---

<sup>4</sup> ПРИКАЗ "О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых" МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ от 13 февраля 1998 года N 41

Министерство энергетики Российской Федерации считает, что доля трудноизвлекаемых запасов в общей добыче нефти к 2035 году будет составлять 17%.

Существует проект Стратегии развития минерально-сырьевой базы России до 2030 года, согласно которому ТРИЗ станут главным источником роста запасов в Российской Федерации.<sup>5</sup>

О трудноизвлекаемых запасах начали говорить в 1970 годах. В это время геологи изучили запасы приуроченные к Баженовской свите, а также Абалакской и Фроловской свит.

Для извлечения трудноизвлекаемых запасов необходимо:

- а) увеличение количества используемых ресурсов (материалы, финансы и т.д.)
- б) использование нетрадиционных технологий,
- в) специальное оборудование,
- г) использование дефицитных реагентов и материалов.

С точки зрения экономики, разработка трудноизвлекаемых запасов является чем-то средним между разработкой забалансовых и разработкой рентабельных запасов нефти.

К ТРИЗ относят:<sup>6</sup>

- а) заключенные в сложных коллекторах с низким коэффициентом извлечения (менее 0,05 мкм<sup>2</sup>), в том числе нефти и газа в доломитах, плотных песчаниках, глинистых сланцах, меловых породах, промежуточном комплексе отложений, баженидах;
- б) в зонах контакта нефть-вода (водонефтяных зонах) или нефтегазовых залежах в зоне контакта нефть-газ (газонефтяных зонах);
- в) содержащие высоковязкую нефть, которая характерна низкой подвижностью в пласте, сложностью подъема на поверхность и дальнейшей транспортировки.

Используются следующие технологии<sup>7</sup>:

- а) закачка в пласт горячей воды (пара), применения специальных обогревателей и винтовых насосов;

---

<sup>5</sup> СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ до 2030 года ПРОЕКТ (версия 12 сентября 2016 года) Москва, 2016

<sup>6</sup>neftegaz.ru (электронный ресурс) Трудноизвлекаемые запасы нефти ТРИЗ URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/>

<sup>7</sup> neftegaz.ru (электронный ресурс) Трудноизвлекаемые запасы нефти ТРИЗ URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/>

- б) характеризующиеся высокой газонасыщенностью и извлечение которых ограничено предельно допустимой величиной депрессии, не вызывающей необратимую деформацию горной породы;
- в) в составе которых в растворенном и / или свободном газе присутствуют агрессивные компоненты (сероводород, уголекислота) в количествах, требующих применения специального оборудования и технологии работ при бурении скважин и добыче нефти;
- г) залегающие на больших глубинах (более 4000 м);
- д) с пластовой температурой 1000°C и выше;
- е) с низкой разницей между пластовой температурой и температурой застывания парафина и смол;
- ж) извлекаемые с применением термических методов или закачки реагентов;
- з) запасы подгазовых частей тонких (до 3 метров) нефтяных оторочек и запасы периферийных частей залежей, которые имеют насыщенные нефтью толщины меньше предельных для рентабельной разработки сетью эксплуатационных скважин, характеризующиеся низким коэффициентом извлечения нефти (КИН). Проблемой могут быть неконтролируемые прорывы газа к нефтяным скважинам. Для добычи используют специальные технологии изоляции нефтяных и газовых пластов;
- и) нетрадиционные запасы: сверхтяжелая нефть, битуминозные пески, керогеновая нефть, нефть горючих сланцев.

К истощенным следует относить запасы<sup>8</sup>:

- а) после извлечения 80 % начальных апробированных государственной экспертизой извлекаемых запасов нефти промышленных категорий;
- б) с текущей обводненностью добываемой продукции более 90 %;
- в) с текущим газовым фактором, превышающим 10 начальных (нефтегазовые залежи).

Траты на добычу данных запасов больше дохода от их сбыта, что делает эксплуатацию невыгодной.

Процесс присвоения запасов к ТриЗ:

- а) экспертиза ГКЗ
- б) согласование с Министерством экономики РФ,
- в) утверждение Министерством природных ресурсов РФ.

---

<sup>8</sup> neftegaz.ru (электронный ресурс) Трудноизвлекаемые запасы нефти ТриЗ URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/>



## 2.2 Льготы при разработке технологий, разведки и добыче ТРИЗ (Федеральный закон от 2.12.2019 №396-ФЗ)<sup>9</sup>

Российская Федерация предоставляет льготы для разработки технологий геологического изучения, разработки и добычи ТРИЗ. Есть 2 режима пользования недрами для разработки технологий ТРИЗ:

- 1) На участках нераспределенного фонда недр.

Нераспределенный фонд недр – участки территории, в том числе содержащие полезные ископаемые, по которым право пользования недрами не предоставлялось.

Срок пользования недрами при данном режиме составляет 15 лет с возможностью неоднократного продления срока на 5 лет. Данный режим не предоставляет возможности перехода от этапа “разработки технологий” к промышленному освоению участка недр.

- 2) На участках распределенного фонда недр.

Распределённый фонд составляют участки недр, на которые выданы в установленном порядке разрешительные документы на право пользования недрами.

Срок пользования недрами при данном режиме составляет 7 лет с возможностью однократного продления на 3 года. Данный режим предполагает переход от “разработки технологий” к промышленному освоению недр без дополнительных государственных разрешений.

Оба эти режима предполагают:

- 1) Проведение работ по специальной проектной документации (в упрощенном формате), по правилам ведения работ по разработке технологий
- 2) Право осуществлять добычу ТРИЗ в процессе проведения работ по разработке технологий в полном объеме, определенном проектной документацией, и распоряжаться добытыми ТРИЗ
- 3) Освобождение пользователей недр от уплаты разовых и регулярных платежей за пользование недрами в период проведения работ по разработке технологий.

---

<sup>9</sup> Федеральный закон "О внесении изменений в Закон Российской Федерации "О недрах" в части совершенствования правового регулирования отношений в области геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых" от 02.12.2019 N 396-ФЗ



## 2.3 Проблемы при разработке трудноизвлекаемых запасов нефтей

В основном существует 3 проблемы при добыче ТРИЗ.

### Парафинистые нефти

Изначально парафины находятся в растворенном состоянии в нефти (при пластовых условиях). В процессе добычи нефти парафины начинают откладываться на стенах скважины. При этом образуются пробки, которые создают нефтяникам большое количество проблем. Сами отложения парафина - сложная углеводородная смесь, которая состоит из: парафинов, асфальтосмолистых соединений, силикагелевых смол, масел, воды, механических примесей. При уменьшении значений давления, температуры, и/или при разгазировании нефти увеличивается интенсивность отложения парафинов. Существует множество методов для устранения парафиновых пробок или уменьшения интенсивности их отложения. Среди них чаще всего используют: скребки, химическое воздействие на флюид, тепловое воздействие на флюид.

### Низкая пористость и слабая проницаемость пород в условиях залегания

Пористость — это способность пород вмещать в себя флюиды (отношение свободного пространства породы к ее полному объему). Чем больше поры, тем больше они могут вместить флюидов. Пористость зависит от гранулометрического состава горной породы, его неоднородности, соотношения больших и малых пор.

Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать через себя жидкости и газы. Это свойство определяется наличием в породе системы взаимосвязанных пустот – пор, величиной коэффициента пористости, размерами пор<sup>10</sup>.

При низких значениях этих свойств породы движение флюида от пласта к скважине затруднено.

### Осложняющие физические свойства флюида

Из-за высоких значений вязкости и плотности часто приходится увеличивать траты на извлечение нефти. Эти свойства усложняют продвижение флюида по скважине. Для извлечения тяжелой и высоковязкой нефти применяют специальные технологии, чтобы уменьшить значения вязкости и плотности.

---

<sup>10</sup> Воронина, Н. В. Фильтрационные методы определения проницаемости, пористости и удельной поверхности горной породы [Текст] : метод. указания / Н. В. Воронина, А. А. Мордвинов. – 2-е изд., исправ. – Ухта : УГТУ, 2012. – 12 с.

## 3 ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТОВ

### 3.1 Геофизические методы исследования скважин при совместной разработке пластов

В процессе одновременно-раздельной эксплуатации скважин с несколькими продуктивными пластами термометрия - основной метод, чтобы контролировать темпы выработки для каждого пласта. Он базируется на изменении температуры по скважине и на том, как она изменяется в процессе эксплуатации.

К достоинствам термометрического метода можно отнести:

- а) высокую чувствительность, которая позволяет выделять даже слабые притоки пластовых флюидов;
- б) на температурный сигнал не влияет наличие цемента и колонны;
- в) температурное поле вокруг ствола скважины имеет свойство инерционности, что дает возможность исследовать влияние эксплуатации на скважину и пласты.

Температурное поле бывает: естественное и наведенное. Естественные температурные поля формируются из-за температурного поля планеты, фильтрации пластовых флюидов как к скважине, так и их движение по стволу скважины. На создание искусственного теплового поля влияет заполнение скважины растворами с разной температурой.

Естественные не возмущенные тепловые поля практически не встречаются. Даже при первом вскрытии продуктивных пластов происходит тепловое возмущение из-за бурового раствора. Анализируя термограммы искусственного теплового поля и естественную геотерму планеты, можно увидеть пласты, которые дают приток, и пласты, которые, наоборот, впитывают флюид. При наложении термограмм точка их пересечения будет равна температуре породы ( $T_{\text{раст}}=T_{\text{пор}}$ ). Выше точки пересечения термограмм температура породы охлаждаются путем впитывания холодного раствора, ниже - порода имеет температуру выше температуры раствора.

По интервалу выше точки пересечения термограмм делают вывод о том, что данная часть коллектора проницаема, так как пласт поглощает холодный раствор.

Еще один способ исследования пластов - многократные регистрации термограмм в скважине через определенный промежуток времени. Точку равенства температур определяют на всех термограммах. Исходя из того, как быстро сменяет свое положение эта точка, можно

определить темп поглощения или скорость притока флюида из коллектора. Этот процесс используют, чтобы определить активность породы продуктивного пласта.

В добывающей скважине по причине длительного действия дроссельного эффекта на кривых температуры проявляются аномалии, связанные с пониженными температурами (в газовых скважинах) или, наоборот, с повышенными температурами (в нефтяных скважинах). Благодаря этому явлению можно определить как работающие интервалы пласта и нефте-водопритоки, так и удельный дебит каждого продуктивного пласта при их одновременной эксплуатации.

Определение продуктивных пластов происходит как при установившемся режиме работы эксплуатационной скважины (квазистационарные условия), так и неустановившемся или изменяющемся режиме работы. Эффекты, влияющие на изменение температуры в скважине:

- а) адиабатический эффект;
- б) дроссельный эффект;
- в) баротермический эффект;
- г) калориметрическое смешивание.

Дроссельный эффект происходит в условиях установившегося режима фильтрации флюида из пласта в ствол скважины. В данном эффекте при постоянной фильтрации жидкости через породу происходит изменение температуры (рис. 5).

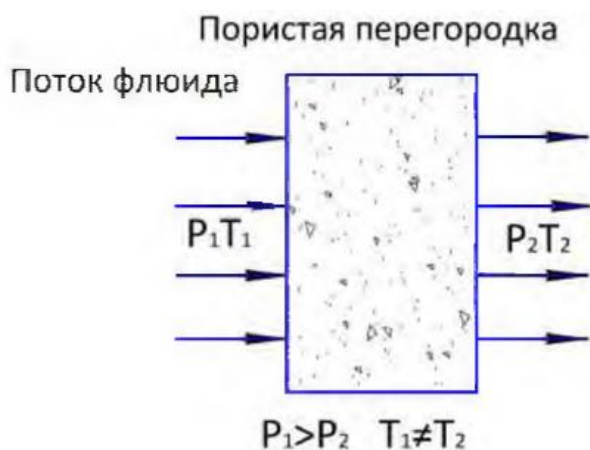


Рисунок 5. Условия проявления дроссельного эффекта

Дроссельный эффект можно описать с помощью формулы 1:

$$\xi = \frac{T_{пл} - T_{сжв}}{P_{пл} - P_{заб}} \quad (1)$$

Где:  $\xi$  — коэффициент Джоуля-Томсона;

$T_{\text{скв}}$ , - температура пластового флюида на стенке ствола скважины;

$T_{\text{пл}}$  - пластовая температура;

$P_{\text{пл}}$  и  $P_{\text{заб}}$  - пластовое и забойное давление.

В лаборатории этот коэффициент вычисляют для каждого типа флюида, используя формулу 2:

$$\xi = \frac{V}{C_p} (1 - \alpha T) \quad (2)$$

Где:  $V$  - удельный объем исследуемого флюида;

$\alpha$  - коэффициент термического расширения;

$C_p$  — изобарная теплоемкость флюида;

$\frac{V}{C_p}$  - характеризует диссипацию энергии за счет внутреннего трения;

$\alpha T$  - характеризует изменение температуры при расширении флюида.

Формула 2 показывает, что каждому типу флюида характерен свой коэффициент Джоуля-Томсона, а также этот коэффициент зависит от компонентного состава углеводорода. Значение коэффициента положительно для жидкости и отрицательно для газа.

Следует отметить, что при уменьшении значений забойного давления ниже давления насыщения (в данных условиях начинает выделяться газ в призабойной зоне и стволе скважины (рис. 6)) коэффициент Джоуля-Томсона, который вызывается благодаря дроссельному эффекту, начинает поглощаться отрицательным его значением, по причине выделения и последующей фильтрации газа. Из-за этого нет возможности определить тип флюида, который попадает в скважину и не позволяет получить точную информацию при термодинамических исследованиях, чтобы определить место притока флюида.

Однако, даже при невозможности определения коэффициента Джоуля-Томсона, при одновременной или последовательной регистрации температурной аномалии в неменяющейся среде дает возможность расчленить приток флюида по интервалам пласта вдоль скважины.

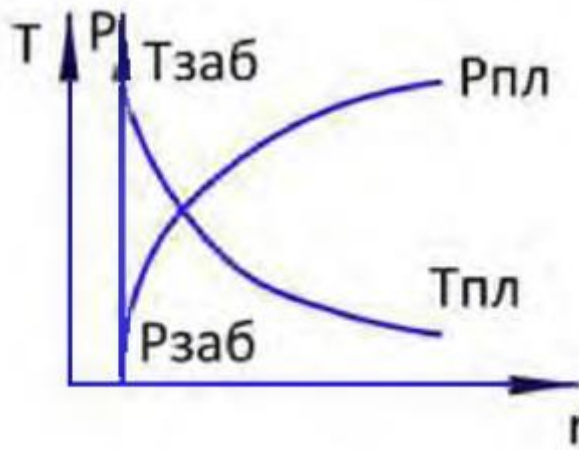


Рисунок 6. Коэффициент Джоуля-Томсона при разгазировании пластовой нефти

Большое воздействие производит калориметрический эффект при смешивании флюидов с разной температурой в интервалах притока. Данное явление описывает формула 3:

$$Q_{\epsilon} \cdot c_{\epsilon} (T_{\epsilon} - T_{\text{см}}) = Q_{\text{пл}} \cdot c_{\text{пл}} (T_{\text{см}} - T_{\text{ex}}) \quad (3)$$

Где:  $Q_{\text{в}}$  - расход флюида, поступающего в интервал смешения по стволу;

$Q_{\text{пл}}$  - расход флюида, поступающего из пласта;

$T_{\text{в}}$  - температура восходящего потока;

$T_{\text{вх}}$  - температура на входе из пласта;

$T_{\text{см}}$  - температура флюида после смешивания;

$C_{\text{в}}$  - теплоемкость восходящего флюида;

$C_{\text{пл}}$  - теплоемкость флюида, поступающего из пласта.

Теплообмен, происходящий между флюидом и породой вне интервала притока, можно выразить следующими формулами:

$$T_c = T_z \mp \Gamma_n + (M \pm \Gamma) \cdot B \cdot [1 - \exp(-z/B)] + \Delta T_0 \cdot \exp(-z/B); \quad (4)$$

$$M = \varepsilon |dP/dz| - g/c_p; B = c_v Q \cdot f(F_o) / 2\pi\lambda_n; \quad (5)$$

$$f(F_o) = l(1 + \sqrt{\pi F_o}); \Delta T_0 = T_z - T_c,$$

где:  $z$  - вертикальная координата, совпадающая с направлением движения флюида и отсчитываемая от границы интервала притока;

$T_c$  и  $T_r$  - температура геотермическая и в стволе скважины при геотермический градиент в интервале(0;z);

$F_o$  - длительность работы или перетека скважины;

$C_v$  и  $C_p$  - теплоемкость флюида при постоянном объеме и давлении;

$\lambda_n$  - теплопроводность пород;

$Q$  - массовый расход флюида;

$g$  - ускорение свободного падения.

Доступные методы, которые позволяют определить работающие интервалы и относительные дебиты совместно эксплуатируемых пластов, строятся на определении аномальных значений температуры, что вносятся всеми продуктивными пропластками. Их можно проиллюстрировать с помощью рисунков 7а и 7б:

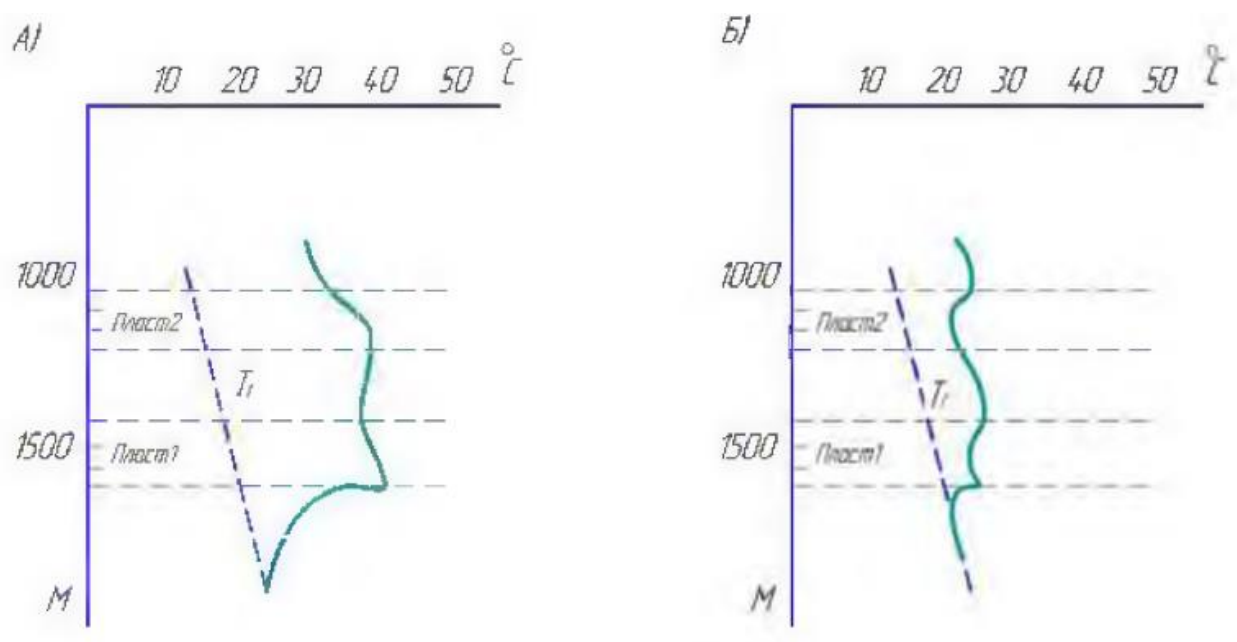


Рисунок 7 - Дроссельная аномалия напротив пласта 1, отрицательная калориметрическая аномалия (а), положительная калориметрическая аномалия (б) напротив пласта П2,  $T_r$ — геотерма

Эта технология действительна при регистрации температуры как напротив пластов, так и между ними. Еще обязательно нужно регистрировать температуру восходящего потока после каждого продуктивного интервала. Данную технологию можно применять только при установившемся притоке флюида.

Так как данные технологии можно применять только при установившемся режиме притока, то они не могут быть применены к низкодебитным механизированным скважинам.

Однако, если приборы, производящие измерения, будут неподвижны, то появляется возможность проводить исследования в условиях неустановившегося режима притока. При соблюдении условия, что ствол скважины будет заполнен пластовым флюидом, то можно определить калориметрический эффект смешивания в продуктивных интервалах, используя линейную или объемную скорость движения флюида по стволу. Основываясь на это, можно определить удельные дебиты продуктивных пластов в скважине (формула 6):

$$q_i = q_v \left[ \frac{T_v - T_{см}}{T_{см} - T_{вх}} \right]_i \quad (6)$$

Где:  $q_i$  - удельный дебит  $i$ -го пропластка;

$q_v$  - дебит восходящего потока;

$T_v$  - температура восходящего потока;

$T_{см}$  - температура смешивания;

$T_{вх}$  - температура на входе в ствол (рис. 8).

Данные исследования следует осуществлять либо в скважинах с установившемся режимом работы, либо в долго неиспользовавшихся скважинах. Также можно их проводить при кратковременных явлениях, которые связаны с началом работы скважины.

При использовании системы ОРЭ следует помнить о разных значениях пластовых давлений, разных дебитах и степенях обводненности пластов, а также о изменении пород в скважине, что объясняет их разные значения теплофизических свойств.

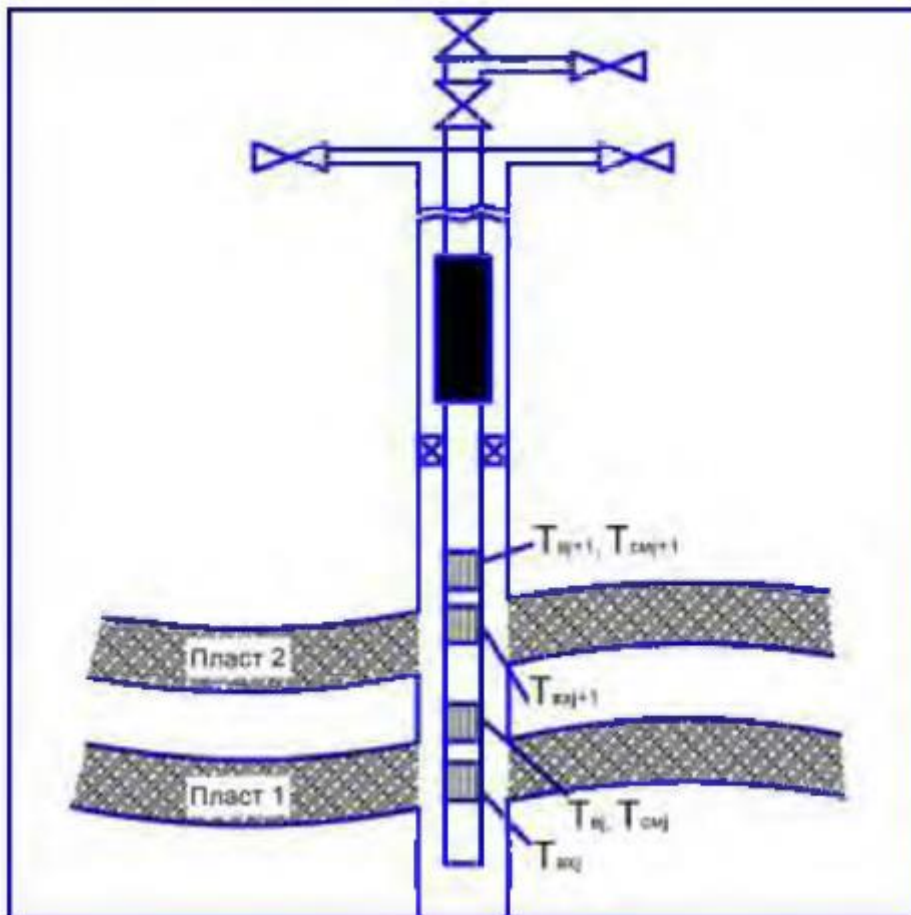


Рисунок 8. Схема определения удельных дебитов пластов многопластового объекта



### 3.2 Гидродинамические методы исследования скважин при совместной разработке пластов

В настоящее время разрабатывается множество технологий, чтобы производить промысловые гидродинамические исследования скважин, которые вскрывают многопластовые объекты, и методик обработки и интерпретации полученной информации благодаря этим исследованиям. Благодаря этим исследованиям определяются фильтрационные свойства всех продуктивных пластов и их изменения, которые происходят при изменении флюидонасыщения. Для того, чтобы объединять пласты в объекты разработки, необходимы знания фильтрационных свойств каждого из этих пластов. Постоянный контроль за фильтрационными параметрами каждого пласта с помощью гидродинамических методов исследования дает информацию о процессах выработки запасов при эксплуатации месторождений на каждом этапе.

Благодаря гидродинамическим исследованиям есть возможность планировать различные геолого-технологические мероприятия, которые обеспечивают увеличение дебита, при принятии которых активно используют скин-фактор. Скин-фактор показывает, насколько хорошо сообщаются пласт и скважина, но его сложное определение вызывает большие трудности.

Гидродинамические исследования скважин основываются на двух подходах:

- а) разработка пластов одним фильтром определяют, насколько меняется давление в фиксированной точке ствола и еще определяют дебит с помощью скважинного расходомера после всех продуктивных пластов. В данном подходе режим работы скважины назначается общим для всего многопластового объекта;
- б) При данном подходе происходит регистрация изменения давления и определяют дебит каждому пласту. Депрессию задают индивидуально каждому пласту.

Второй подход предпочтителен, чтобы исследовать индивидуальные фильтрационные характеристики каждого пласта, но этот подход трудоемок и высокзатратен. Главный сдерживающий фактор - отсутствие надежных двухпакерных систем, которые позволяют отделять лишь пласт из нескольких пластов.

Из-за отсутствия высокочувствительных, надежных приборов для определения дебита каждого пласта нет возможности подробно исследовать многопластовые объекты. В механическом расходомере используют многолопастную турбинку, которая благодаря потоку флюида вертится, при этом скорость вращения пропорциональна скорости потока. Расходомеры данного типа определяют скорость движения флюида после каждого пласта и

могут определять дебит каждого пласта. Также расходомеры данного типа позволяют выделять работающие интервалы высокодебитных скважин. Но механические расходомеры не могут применяться при неустановившемся режиме работы скважины, в низкодебитных пластах и при разном составе притока. Еще два фактора, при которых нельзя применять механическую расходомерию – при открытом стволе скважины и при многофазности флюида.

Благодаря изменению давления в стволе скважины или во времени мы можем определить: забойное, пластовое, гидростатическое давление, градиент давления по стволу скважины. Гидростатическое давления охарактеризовывает изолированность или открытость пластовой системы. Его определяют через определенное время в остановленной скважине. С помощью аномально высокого или аномально низкого гидростатического давления и определяют открытость или изолированность пластов.

Пластовое давление помогает определить степень выработки каждого пласта (если аквифер неактивен и отсутствует сформированная система заводнения). используя значения пластового и забойного давлений, можно определить при каких условиях будет происходить фильтрация в пласте.

При регистрировании процесса перехода забойного давления в пластовое давления рисуется график кривой восстановления или падения давления (КВД или КПД). Исследование этих графиков позволяет определить фильтрационные параметры, скин-фактор, модель пластовой фильтрационной системы

С помощью КВД и КПД в скважине, которая вскрыла многопластовый объект, нет возможности определить фильтрационные свойства каждого пласта.

При исследовании многопластового объекта информативными являются гидродинамические исследования с использованием пакера. В процессе исследования с помощью пакера пропластки отделяются поочередно (рис. 9). При каждом новом положении пакера в скважина сначала устанавливается постоянный режим фильтрации и определяют дебит расходомером и определяют забойное давление. Далее скважину останавливают и вместе с этим регистрируют КВД.

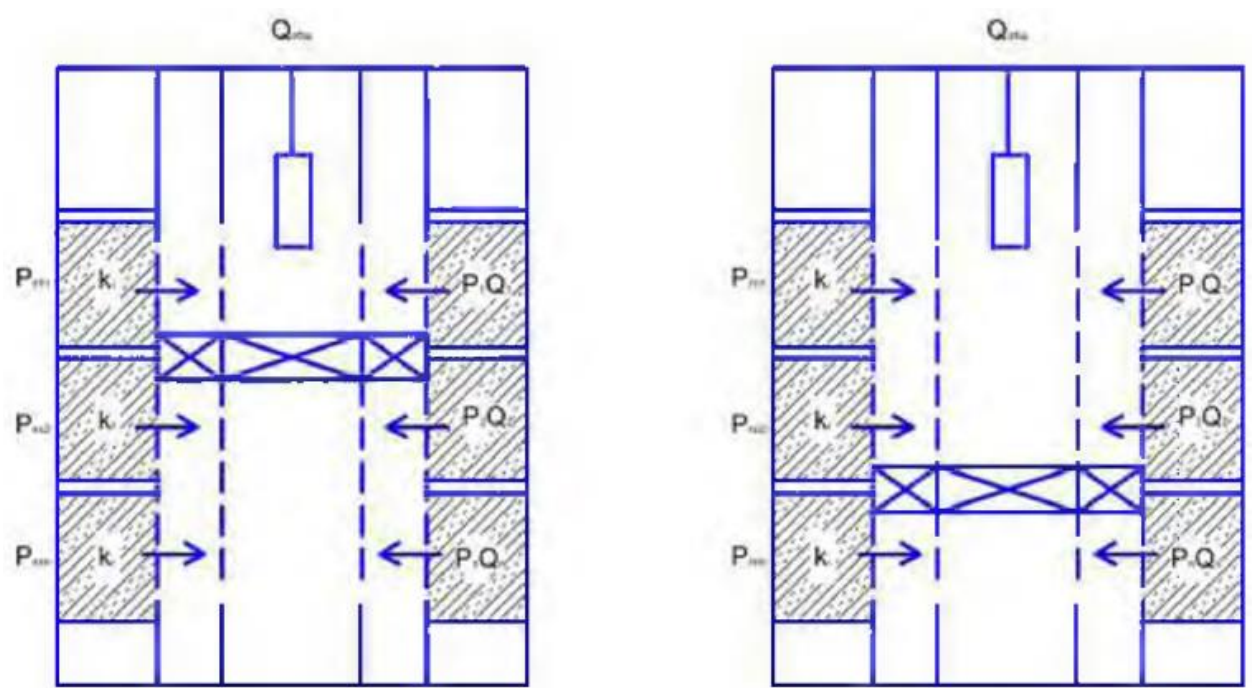


Рисунок 9. Гидродинамические исследования многопластового объекта с применением пакера

С помощью формулы 7 мы можем определить гидропроводность пласта:

$$\xi_i = \xi \frac{Q_i}{Q_0} \quad (7)$$

Скин-фактор пласта в многопластовом объекте находят по выражению (10) для среднего скин-фактора, который определяют с помощью КВД:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n S_i Q_i}{Q_0} \quad (8)$$

В формулах (7) и (8) дебит находят с помощью разности дебита пласта до остановки скважины и притока до остановки скважины на КВД  $Q_i$  (формула 9)

$$Q_i = Q_{i0} - Q_{ik} \quad (9)$$

На данный момент чувствительность механического расходомера не определяет дебит в малодобитных скважинах. Поэтому найти приток  $Q_{i0}$  и послеприток  $Q_{ik}$  не представляет возможности. Из-за этого внедрение этой технологии заторможено, так как исследования достаточно трудоемки и продолжительны, а определение фильтрационного параметра пласта носит лишь оценочный характер.

Надежно определять фильтрационный параметр пласта/пластов в многопластовых объектах помогает вышеописанная технология, в которой каждый пласт исследуют с помощью отсечения двумя пакерами.

В связи с этим ОРЭ пластов в одной скважине позволяет проводить термогидродинамические исследования интересующих пластов. Скважины с системой одновременно-раздельной эксплуатации исследуют намного больше, их контроль разработки многопластового месторождения информативнее и имеет повышенный коэффициент охвата.

#### Метод параметра гидропроводности $kh$

Это метод оценки продуктивной возможности каждого объекта разработки на многопластовом месторождении. Формула (10) параметра гидропроводности:

$$\eta = k \cdot h, \quad (10)$$

Где:  $k$  – средневзвешенная проницаемость;

$h$  – эффективная толщина пласта, м.

С помощью этого параметра оценивают участие пластов во всей добыче. Используя формулу Дюпюи (11) и дебит одного из пластов ( $Q_1$ ), возможно определить дебиты остальных пластов ( $Q_i$ ), с учетом того, что все пласты вскрыты единым фильтром.

$$Q_i = Q_1 \frac{k_i h_i}{k_1 h_1} \cdot \frac{P_{nлi} - P_{заб}}{P_{nл1} - P_{заб}} \quad (11)$$

Этот способ используют чаще всего, но у него есть погрешности в вычислениях (так как неизвестны реальные параметры), а также, часто в вычислениях не берут в расчет пластовое давление и скин-эффект.

## 4 ПРИНЦИПЫ, ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### 4.1 Принципы раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной

Во время эксплуатации месторождений имеют место быть проблемы с одновременной добычей из разных продуктивных пластов или объектов, которые имеют разные геологические и физические свойства. Также, нефтеносные горизонты на месторождении могут содержать в себе более одного пласта и у каждого из них могут быть свои собственные свойства. Из-за этого часто требуется индивидуальный подход к каждому пласту или горизонту.

Большая часть капитала уходит именно на бурение скважин. Из-за этого появляются проблемы объединения пластов или горизонтов в объект/объекты, для эксплуатирования единой сеткой. В основном решение этой задачи происходит во время первой стадии разработки, когда из-за небольшого количества скважин мы имеем не полную информацию о геологическом строении. поэтому при бурении компании вынуждены вскрывать все пласты и вести добычу из них одновременно. Благодаря этому есть возможность сэкономить как финансовые, так и материальные ресурсы при бурении скважин. На последней стадии разработки появляется больше информации о пластовой обстановке скважин. Встречается такое явление, что вскрытые пласты начинают поглощать буровой раствор или нефть. Это явление можно обнаружить с помощью дебитометрии. Процесс поглощения происходит из-за разности давлений в пластах и скважине. Только при понижении забойного давления получается добывать нефть из пластов, имеющих пониженное пластовое давление или из пластов, в которых нефть имеет свойство большого начального напряжения сдвига. Депрессия на эти пласты будет различна, а значит они будут иметь разную долю участия при разработке.

Лучшим решением будет эксплуатировать каждый пласт собственной системой разработки. Но вопрос о рациональности раздельной эксплуатации или закачки воды в разные пласты через одну скважину остается актуальным.

Во время внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) предлагалось и осуществлялось бурение многорядных скважин. Для этого бурилась скважина с увеличенным диаметром ствола. В него спускали несколько малогабаритных обсадных колонн. Их цементировали и перфорировали, при том каждую напротив требуемых пластов.

На тот момент было возможно только на небольшой глубине залегания пласта и в будущем приносило проблемы при дальнейшей добыче нефти. В процессе развития ОРЭ стали создавать специальное оборудование, которое спускали в скважину, которая вскрывала несколько пластов. Пакер -основная часть данной технологии. Благодаря ему изолируются нужные нефтеносные пласты.

Оборудование для ОРЭ должно производить следующие действия:

- а) создавать и поддерживать заданное давление напротив требуемых нефтеносных пластов;
- б) измерять дебит требуемых пластов;
- в) доставлять на поверхность продукцию требуемого пласта без перемешивания в стволе скважины с продукцией других пластов;
- г) исследовать каждый пласт;
- д) производить ремонтную работу в скважине и заменять сломанное оборудование;
- е) регулировать отбор нефти по каждому пласту;
- ж) производить вызов притока и осваивать скважину.

То есть ОРЭ должна уметь производить все те технологические мероприятия, которые производят при вскрытии пласта отдельной скважиной. Чем больше размер эксплуатационной колонны, тем больше функций сможет выполнять ОРЭ

Существует 3 способа одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов: фонтанный способ, механизированный способ и смешение этих двух способов.

## 4.2 Методика определения продуктивных характеристик многопластовых объектов

В контроле разработки месторождения существуют следующие направления:

- а) контролирование выработки запасов;
- б) оценивание эффективности применяемого метода увеличения нефтеотдачи пласта;
- в) мониторинг состояния продуктивных пластов.

На данный момент активно развивается методическая база, которая позволяет находить решения задач, присущим вышеописанным направлениям.

Наиболее актуально применять технологию контроля выработки к многопластовым месторождениям со сложным строением.

Среди геофизических методов в многопластовых месторождениях чаще всего используют:

- а) спектральную шумомерию;
- б) радиометрию и широкополосная акустика;
- в) дебитометрию (расходомерию);
- г) термометрию.

На данный момент скважинный шумомер недостаточно чувствителен. Помимо этого, при интерпретации данных с шумомеров большие помехи вносит движение флюида по скважине.

Радиометрия и широкополосная акустика используют для вычисления объема горной породы (пористости), которая насыщена пластовым флюидом (текущая насыщенность). Однако, эти методы не определяют продуктивные пласты в многопластовом объекте с установившимся режимом работы скважины.

Дебитометрия малоприменима в низкодебитных скважинах и не может применяться в скважинах с открытым стволом.

Термометрия – геофизический метод, у которого есть много преимуществ, по сравнению с вышеописанными. Термометрия имеет повышенную чувствительность к разным изменениям состояния как скважин, так и пластов. Но из-за наложения эффектов друг на друга, что приводит к осложнениям при анализе термограмм, это достоинство становится недостатком. Появляется необходимость в технологических приемах, которые будут

нивелировать отрицательные последствия при наложении эффектов. Например, для выделения адиабатического эффекта необходимо уменьшить действие таких эффектов как:

- а) дроссельный эффект
- б) баротермический эффект
- в) калориметрическое смешивание

Чтобы создать адиабатический эффект нужно резко произвести расширение или сжатие флюида в стволе скважины, при этом должен отсутствовать теплообмен с окружающей средой. В открытой системе пласт-скважина это можно сделать только в коротком промежутке времени при неустановившемся режиме работы скважины и при условии небольшого объема жидкости с минимальной сжимаемостью. С точки зрения физики это возможно лишь с малосжимаемой жидкостью (водой) или нефтью, которые находятся в пластовых условиях.

Баротермический эффект перекрывает адиабатический эффект, если в исследуемом интервале присутствует какой-либо приток флюида. Данный процесс характерен каждому типу флюида и почти не интерпретируется без его численного вычисления в лаборатории. Это еще больше усложняет задачу и вынуждает проводить данные исследования для интересующего нас объекта.

При постоянном режиме работы скважины основной эффект – дроссельный. Его поглощение возможно лишь с помощью эффекта теплопередачи в окружающую среду и калориметрического смешивания.

Даже при вызывании вышеописанных эффектов, есть вероятность, что какой-либо из термодинамических эффектов в скважине не будет выявлен. Но даже при таком исходе можно сделать вывод о активности пласта в многопластовом объекте. Например, при отсечении пласта, используя двухпакерную систему, и быстром уменьшении забойного давления, соблюдая условие  $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$  ( $P_{\text{нас}}$  — давление насыщения пластового флюида), будет явное проявление адиабатического эффекта, по амплитуде которого можно определить коэффициент адиабатического расширения-сжатия. При сравнении полученного коэффициента со значением, которое будет получено в лаборатории для обширного спектра нефти, будет получена информация о качественном составе флюида. Если после 10 секунд с начала изменения забойного давления температура изменяется медленно, то можно сделать 2 вывода:

- а) низкодебитный пласт на фоне с теплопередачей в близлежащие породы;
- б) теплопередача в близлежащие породы (при отсутствии притока).



Если есть небольшой приток флюида в ствол, то будет происходить изменение состава жидкости и дальнейшая моментальная остановка работы скважины с сохранением ограниченного объема ствола повторно проявит адиабатический эффект. При вычислении адиабатического коэффициента и сравнении его с прошлым, мы определяем истинный процесс. Например, если произошло изменение коэффициента, то делаем вывод, что в данном исследовании слабый приток на фоне теплопередачи.

Вышеописанные методы позволяют:

- а) определять работающие интервалы в многопластовом объекте
- б) определять дебит пластов,
- в) определять фильтрационную характеристику требуемых пластов (проницаемость, гидропроводность, скин-фактор).

Однако стоит отметить, что вышеописанные технологии исследований и методики обработки результатов не могут вычислять пластовое давление каждого пласта. Для устранения этой проблемы лучшим решением будет применение компоновок для ОРЭ, которые позволяют создавать раздельную депрессию на требуемый пласт и позволяет отсекаать требуемые пласты. Данная технология позволит учитывать продукцию по пластам при их одновременной эксплуатации. Объединяя многодатчиковую систему регистрации температуры и давления с компоновками одновременно-раздельной эксплуатации, появляется возможность постоянно контролировать работу внутрискважинного оборудования, контролировать состояние призабойной зоны пласта и выбирать оптимальную депрессию на требуемый пласт.

Схема компоновки ОРЭ показана на рисунке 10.

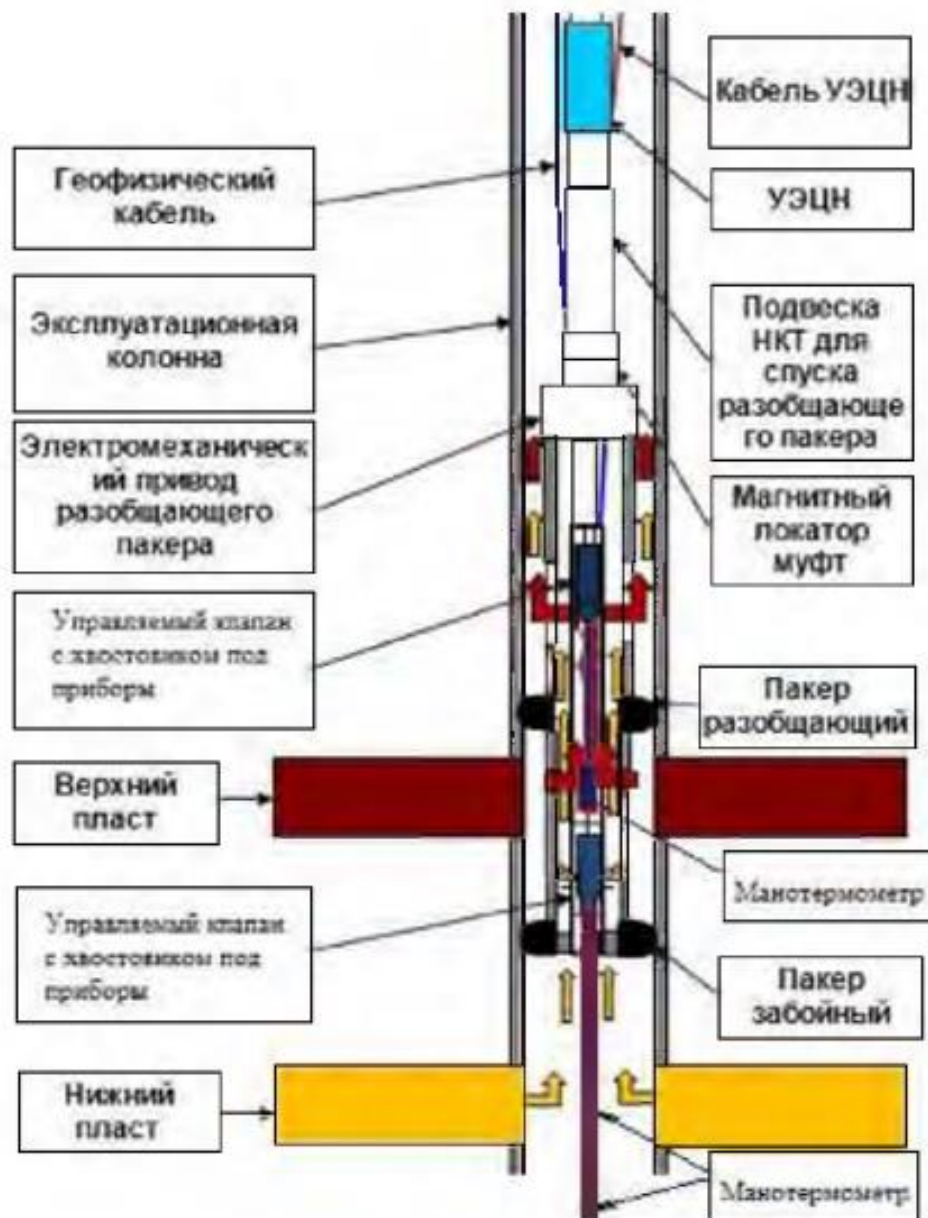


Рисунок 10. Компонировка ОРЭ с одним ЭЦН и с возможностью отсечения требуемого пласта для исследований

Данная конструкция дает возможность разрабатывать скважины, которые вскрывают больше трех пластов.

### 4.3 Оборудование для одновременно-раздельной добычи нефти

Оборудование ОРЭ следует подбирать для каждой скважины отдельно, потому что оно зависит от параметров продуктивных пластов и скважины в целом.

В таблице 1 представлено оборудование ОРЭ, которое разделено по методам контроля выработки запасов.

В компоновке системы ОРЭ, где один насос и геофизические приборы (табл. 1) используется прямой способ совместного учета выработки запасов. Если же учет ведется только по данным приборов, то это косвенный способ учета. Эти схемы используются для исследования разных пропластков одного объекта, но эти схемы не могут применяться для разобщения разных объектов.

Для учета продукции при одновременно-раздельной эксплуатации с использованием двух насосов (табл. 2) учет ведется или по разным лифтам, или попеременно останавливается каждый насос. Для того, чтобы компоновка работала бесперебойно, необходим постоянный приток из пластов.

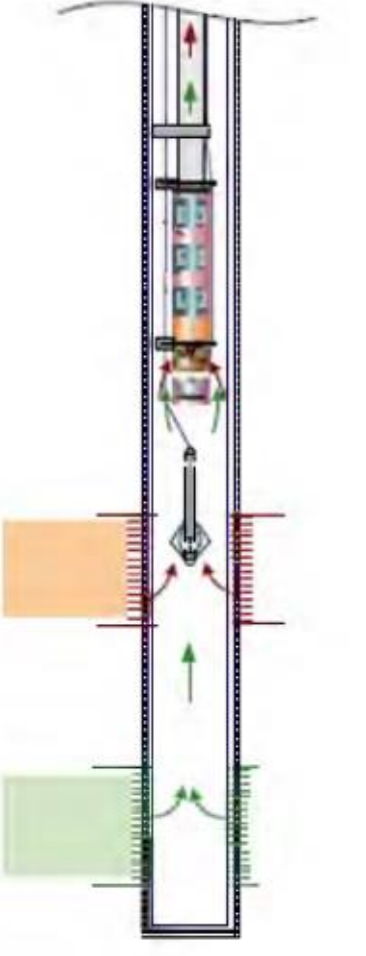
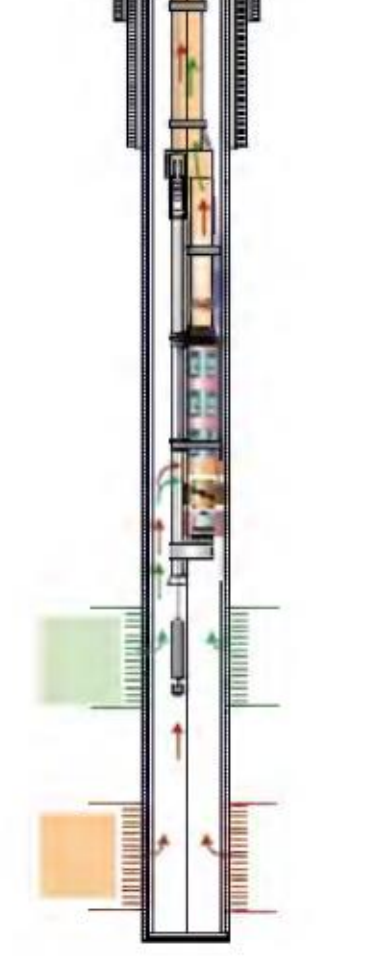
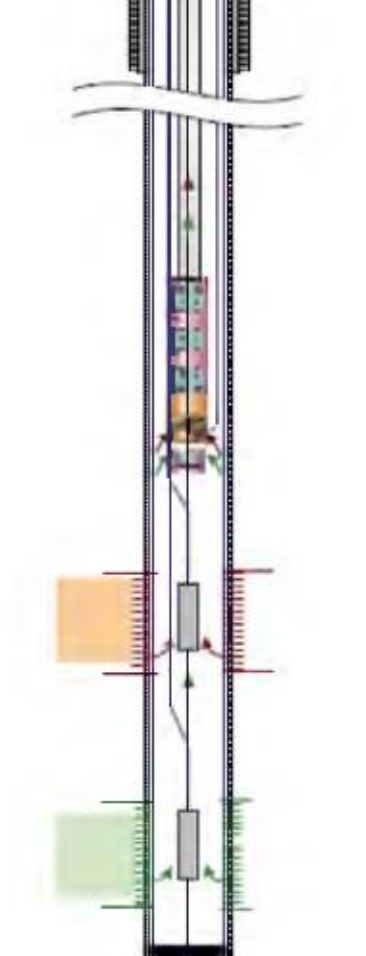
| ЭЦН + подвижный геофизический прибор   | ЭЦН + Y-Tool  | ЭЦН + подвесные геофизические приборы  |
|--|---|--|
|  |  |  |

Таблица 1. ОРЭ с одним насосом и геофизическими приборами

Система одновременно-раздельной эксплуатации с разделением пластов для учета добычи (табл. 3) – при обычной работе системы жидкость, поступающая из пластов, смешивается в лифте. для раздельного замера на небольшой промежуток времени останавливается добыча из одного пласта и, не изменяя депрессию, обрабатывается другой пласт, производя замеры всех параметров. Данные системы дают возможность вести эксплуатацию низкодебитных пластов, что заметно повышает общую рентабельность скважины.

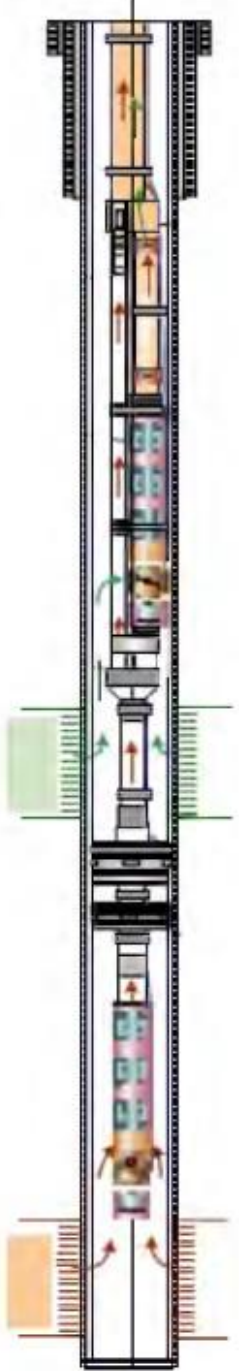
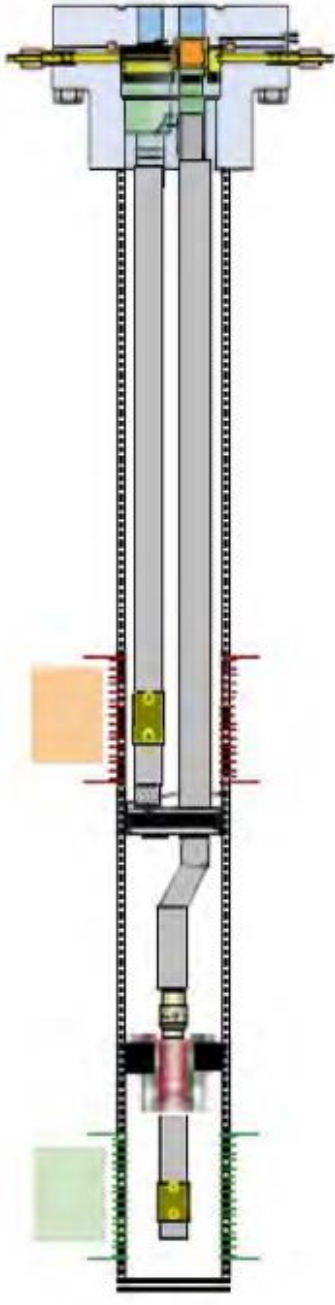

| «ЭЦН + ЭЦН»  | «ШГН + ШГН»   | «ШГН + ЭЦН»  |
|--|---|--|
|  |  |  |

Таблица 2. ОРЭ с двумя насосами

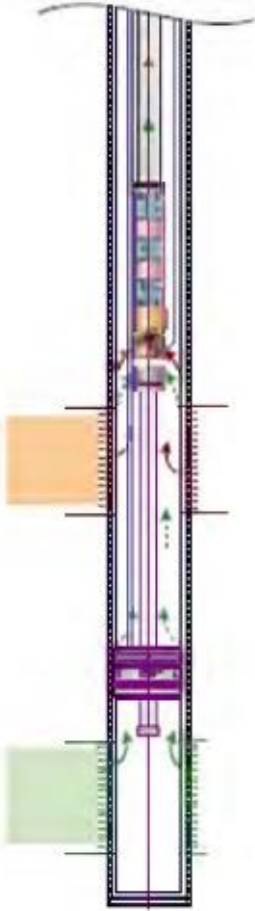
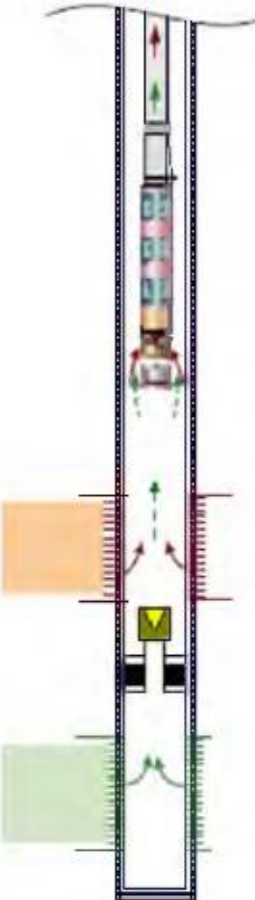
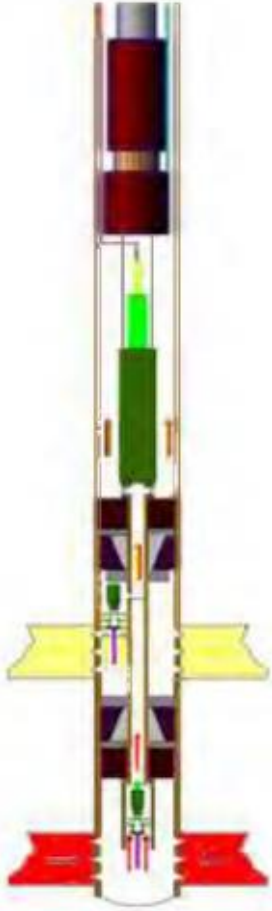
| «ЭЦН +<br>расширяющийся пакер»   | «ЭЦН + клапан-<br>отсекатель»  | ЭЦН + двухклапанная<br>система   |
|--|--|--|
|  |  |  |

Таблица 3. ОРЭ с разобщением пластов для замера

#### 4.4 Волоконно-оптические технологии

С помощью волоконно-оптических технологий появляется возможность мониторинга деформации, температуры и акустики во всю длину оптоволокна, что дает такое преимущество, как пространственная непрерывность исследуемого параметра.

Разрешение одного датчика в пространстве - 1 м. Это дает возможность с помощью средств ПО разделить скважину длиной 50 км на 50000 датчиков.

С помощью волоконно-оптических технологий создают комплексы мониторинга скважин, чтобы постоянно регистрировать температуру и другие параметры (акустические шумы и забойное давление). Данные комплексы имеют такие положительные стороны, как высокая информативность, оперативность поступления информации к специалистам и удобство условий для исследования и прогнозирования нештатных ситуаций.

Волоконно-оптическая система (ВОС) состоит из волоконно-оптического кабеля (ВОК), который также выступает в роли датчика и волоконного световода (ВС). Волоконный световод бывает многомодовый и одномодовый, то есть в них различается диаметр сердцевины. Волоконно-оптический датчик пассивен и не нуждается в электропитании. На световое излучение, которое передается по данной системе, не влияет ни электромагнитное возмущение, ни грозы, ни расстояние до линий электропередач, ни импульс тока в сети. Волоконно-оптические датчики имеют свойство взрывобезопасности, устойчивости химических, механических и коррозионных воздействий, их время работы больше 25 лет. Эти датчики способны работать в большом диапазоне температур. На данный момент существует множество конструкций с разной защитой от внешних условий и которые можно устанавливать в грунт, бетон, на поверхность конструкций, внутрь электрического кабеля.

Програмное обеспечение данной технологии включает в себя: интерфейс, геоинформационную систему, самодиагностический и аналитический модуль. Также в данное программное обеспечение входит конфигурация (возможно удаленная) режима автоматических измерений, разделение зоны мониторинга на участки, настраивание уровней для сигнала тревоги и создание разных вариантов для автоматических оповещений.



#### 4.5 Разработка и обоснование комплекса новых технологических и технических решений одновременно-раздельной добычи нефти.

Система одновременно-раздельной эксплуатации имеет следующие ограничения:

- а) Диаметр эксплуатационной колонны - больше или равен 178 мм;
- б) Глубина спуска – меньше или равно 1600-1800 м;
- в) Для компоновок с УЭЦН дебиты должны обеспечивать работу насосов в постоянном режиме.

Исходя из этого, систему одновременно-раздельной эксплуатации подбирают исходя из особенности скважины. Например, на Урале и в Татарии (месторождения имеют неглубокое залегание пластов) в основном используют системы ШГН+ШГН и ШГН+ЭЦН. Для Западной Сибири (высокопродуктивные меловые отложения) применяют разные системы с УЭГЩ.

В то же время отложения юрского периода в Сибири имеют глубину залегания в районе 3000м и имеют непостоянную по свойствам структуру, дебит в скважинах равен 8-12м<sup>3</sup>/сут. Разрабатывать такие скважины раздельно нерентабельно. Применены системы одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов, где один (или два) пласта - низкопродуктивные (рисунок 11). Данная технология предполагает разработку одним ЭЦН. Между пластами установлен пакер с клапаном-отсекателем. Замеряется суммарный дебит и обводненность двух пластов. Для расчета параметров по каждому пласту - закрывают клапан-отсекатель и отсекают нижний пласт. Положение клапана определяют по изменению режима работы скважины основываясь на данные термоманометрической системы (ТМС). Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) замеряет дебит и обводненность верхнего пласта на той же депрессии, что и при совместной работе двух пластов. Дебит жидкости в нижнем пласте определяют как разность между суммарными параметрами и замерами верхнего пласта.



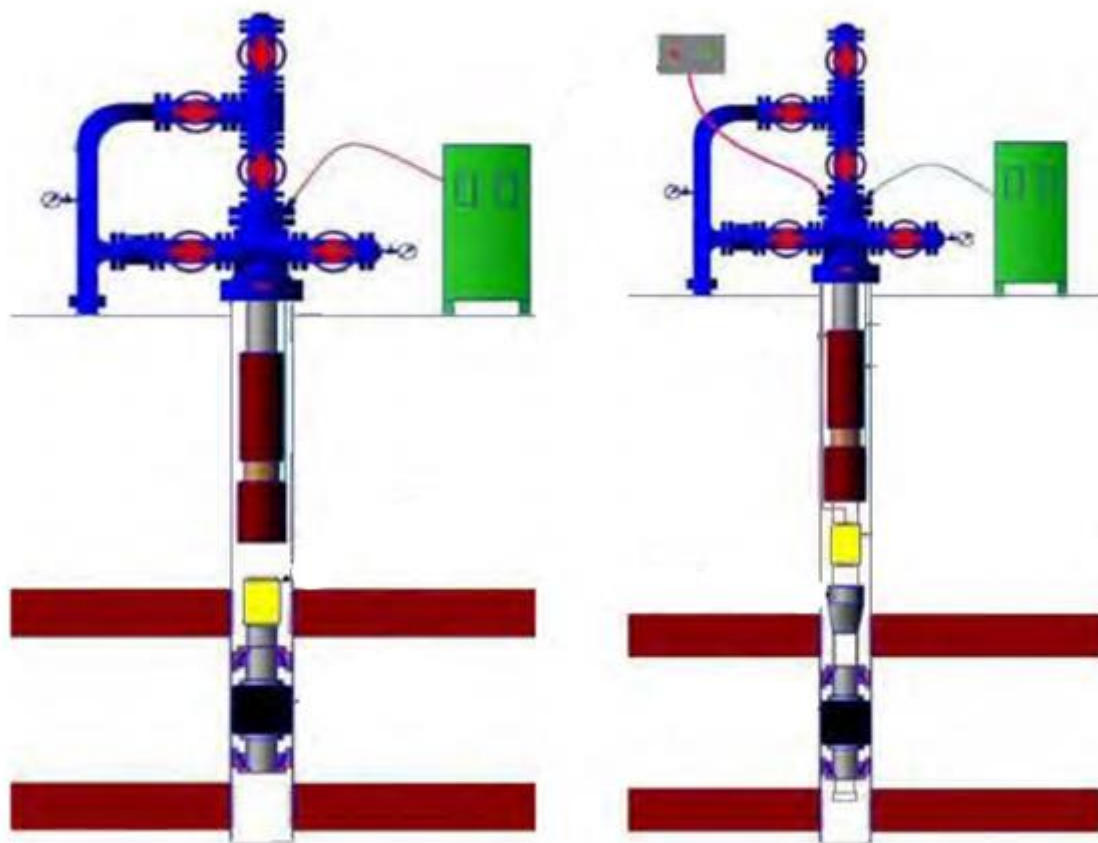


Схема компоновки совместной эксплуатации двух пластов с гидравлическим клапаном - отсекателем

Схема компоновки совместной эксплуатации двух пластов с электрическим клапаном отсекателем

Рисунок 11. Схемы компоновок ОРЭ с клапанами-отсекателями

Разработана система одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов с отсечением и регулированием отбора из обоих пластов (рисунок 12). В подпакерных пространствах установлены клапана-регуляторы и геофизические приборы. В нормальном режиме оба пласта работают совместно, при необходимости отборы можно регулировать. Для замера параметров одного из объектов — второй перекрывается клапаном, при этом прибор записывает КВД и термограмму второго пласта. Таким образом, в процессе эксплуатации скважины регулярно появляются данные о коэффициенте продуктивности, гидропроводности, проницаемости призабойной и удаленной зон по пластам.

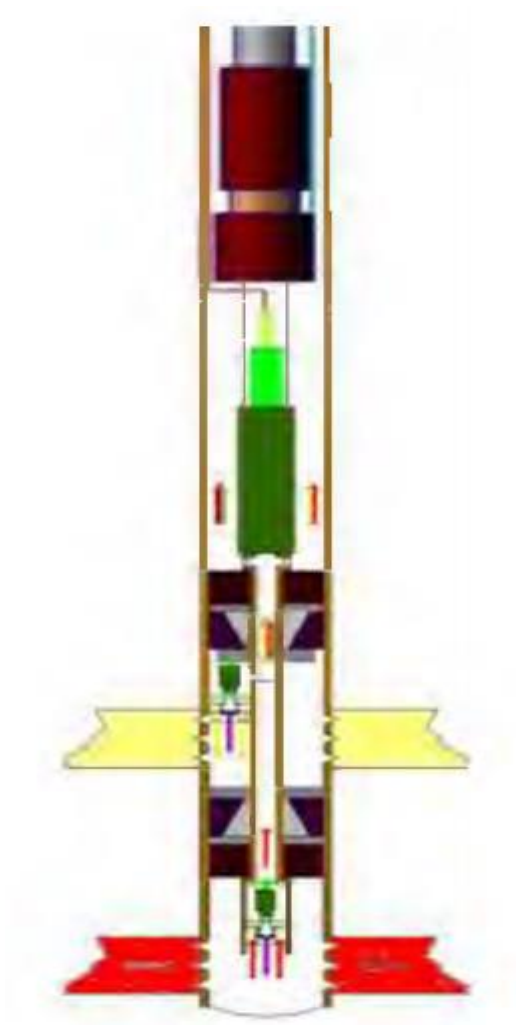


Рисунок 12. Схема ОРЭ с двумя клапанами-регуляторами отбора

Расчет экономической эффективности может складываться из сокращения затрат на бурение дополнительной скважины.

#### 4.6 Разработка методики подбора оборудования и режима его работы для одновременно-раздельной добычи нефти для многопластовых объектов разработки.

Для системы ППД многопластового месторождения определена двухтрубная компоновка для ОРЗ воды в два пласта, отвечающая организационным и технологическим условиям Западной Сибири. Регулирование закачки воды производится на устье аналогично стандартным нагнетательным скважинам.

Разработана методика подбора оборудования ОРД для добывающих скважин многопластовых месторождений, основанная на анализе существующего оборудования.

Для скважин ОРД с разделением самостоятельных объектов разработки не применимы компоновки с одним насосом и подвесными геофизическими приборами (рис. 13). В данных конструкциях учет дебита и обводненности по пластам производится в общем потоке приборами, не являющимися средствами измерения.

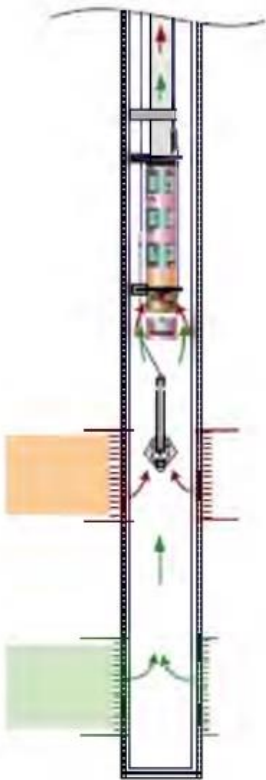
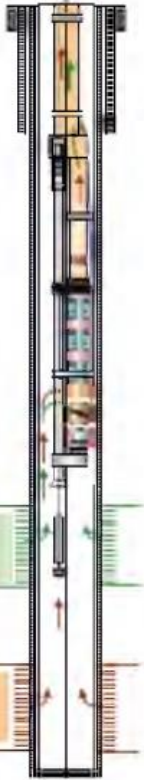
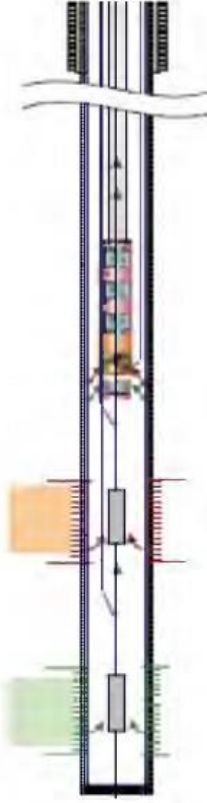
| ЭЦН + подвижный геофизический прибор  | ЭЦН + Y-Tool  | ЭЦН + подвесные геофизические приборы   |
|---|---|---|
|  |  |  |

Рисунок 13. ОРД с одним насосом и геофизическими приборами

Для вышеописанных скважин возможно применение двухнасосных компоновок (рис. 14) или разобщением пластов для замеров — ЭПН-клапан/пакер (рис. 15).

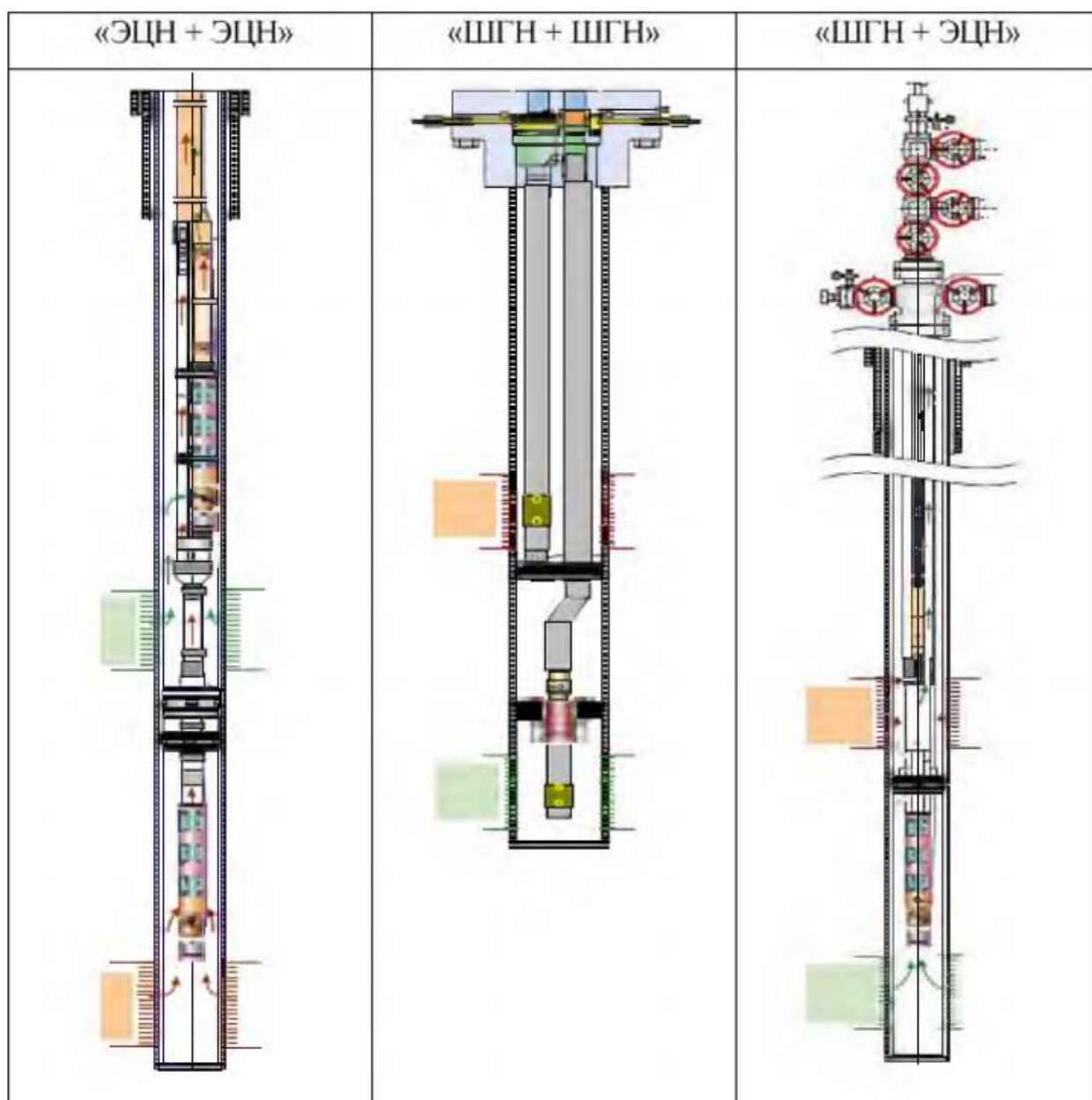


Рисунок 14. ОРД с двумя насосами

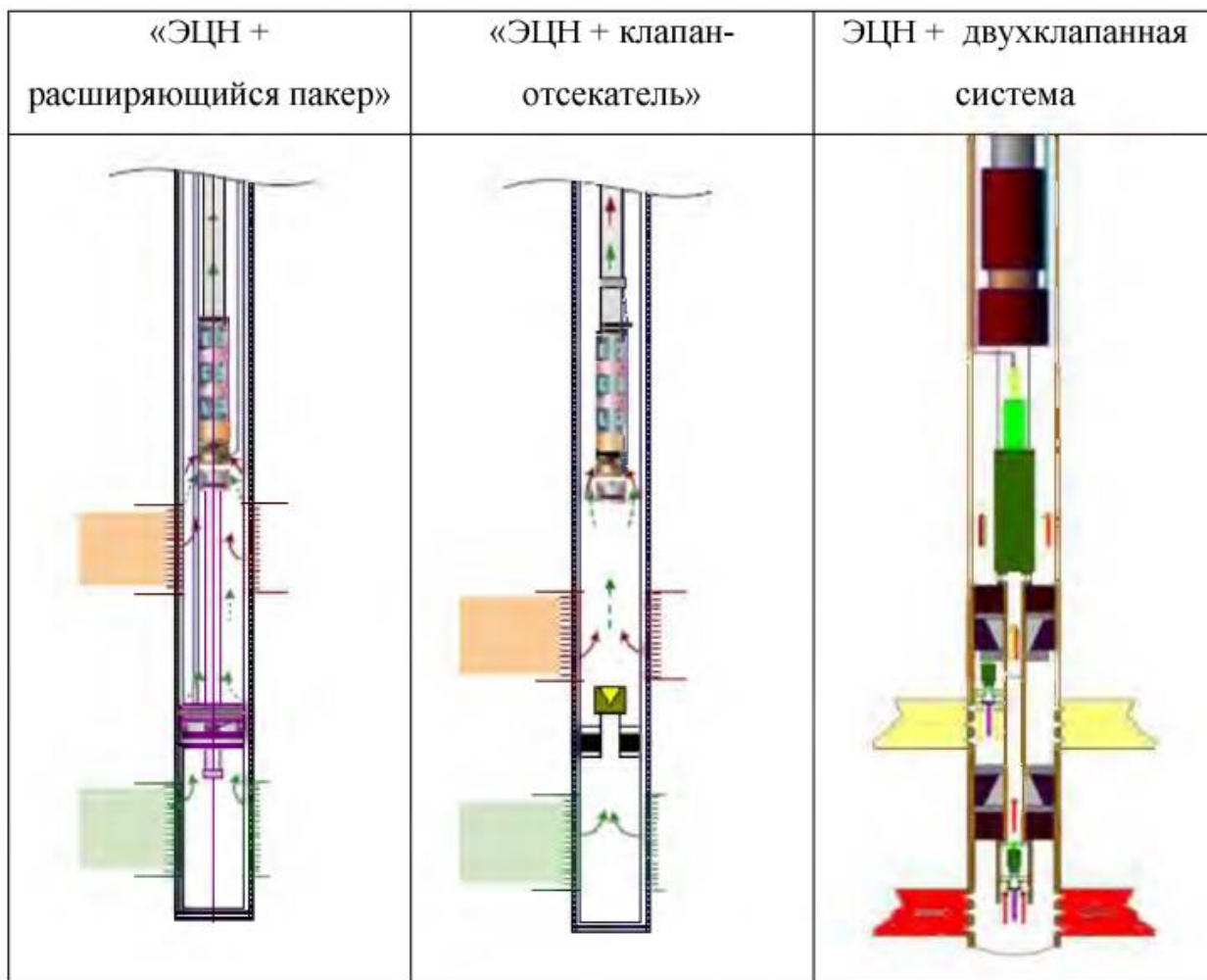


Рисунок 15. ОРД с ЭЦН + клапан/пакер

Каждая из компоновок имеет свои ограничения, с учетом которых создана методика подбора оборудования для ОРД (рис. 16). Область применения ЭЦН-ЭЦН начинается от 30 м<sup>3</sup>/сут, верхний насос данной компоновки 3 условного габарита, его минимальная производительность - 20 м<sup>3</sup>/сут, что тоже является граничным условием. Компоновка позволяет организовать дифференцированное воздействие по пластам при наличии частотного регулятора. Тандем ШГН-ЭЦН применяются при дебите с верхнего пласта до 20 м<sup>3</sup>/сут.

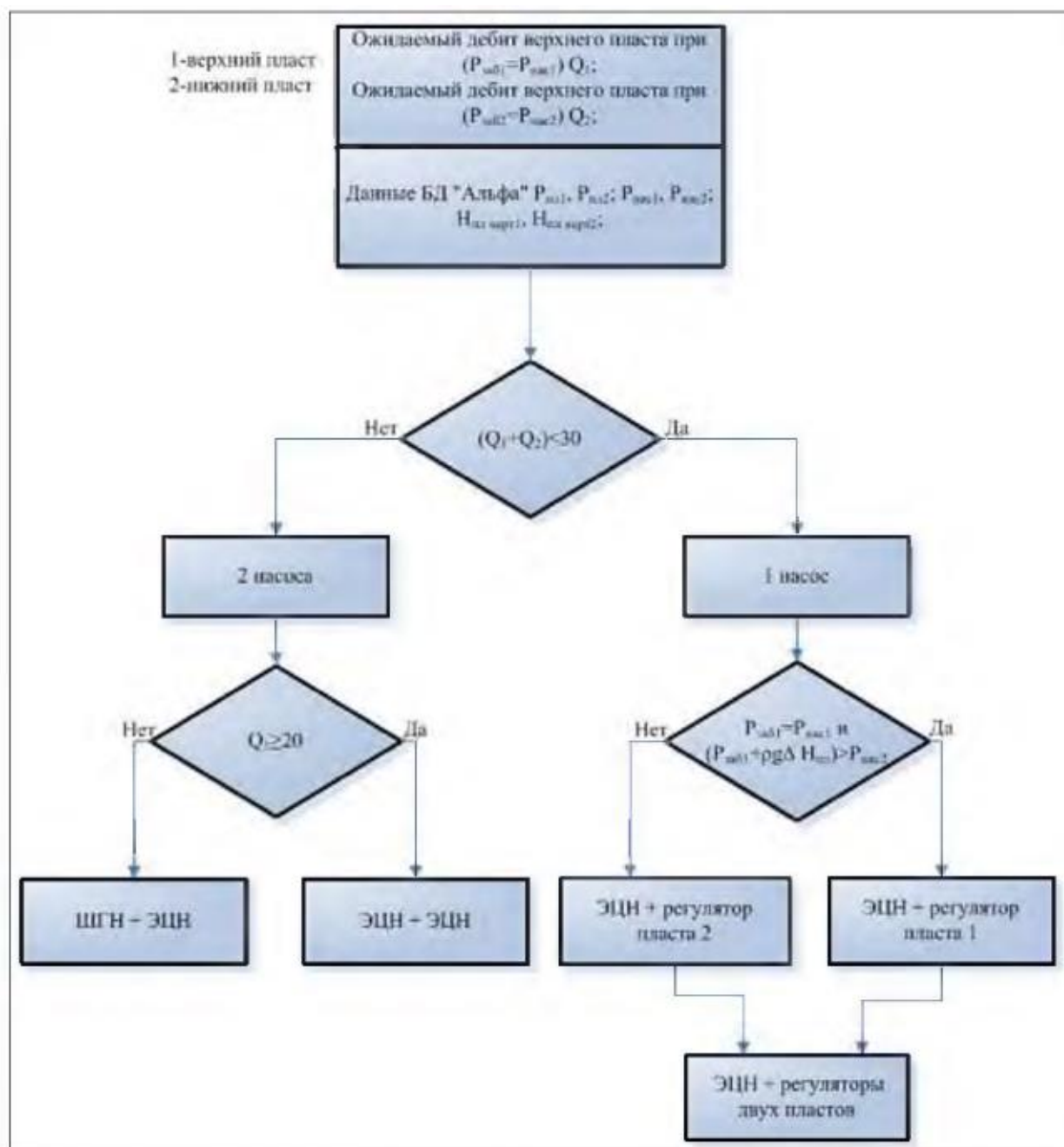


Рисунок 16. Алгоритм подбора оборудования ОРД

Двухнасосные компоновки обеспечивают дифференцированное воздействие по объектам. За счет применения одной насосной установки. Компоновка ЭЦН-клапан/пакер применима в диапазоне дебитов с суммарной от 15 м<sup>3</sup>/сут, Регулирование депрессии производится с помощью клапана-регулятора и разобщающего пакера. При замере параметров одного из объектов клапаном необходимо перекрывать другой объект, при этом выдерживать депрессию неизменной при помощи термоманометрической системы УЭЦН и регулировки частоты вращения вала. Поэтому необходимо предусматривать запас по напору УЭЦН, так как при снижении частоты напор уменьшается с квадратичной зависимостью. Стоит отметить, что данная система обеспечивает совместную добычу с отдельным учетом продукции по

пластам, не являясь, по сути, системой одновременно-раздельной добычи. Однако, данные системы позволяют решать задачи контроля и регулирования разработки многопластовых месторождений с наименьшими затратами и, поэтому заслуживают пристального внимания и анализа их возможностей.



## 4.7 Определение параметров работы пластов при эксплуатации систем ОРД.

### ЭЦН+клапан/пакер.

Запуск скважины и вывод на режим производится при совместной работе пластов (клапан открыт). После выхода скважины на устойчивый режим работы производится замер дебита, обводненности по скважине и давления на приеме насоса с помощью ТМС. Для замера дебита и обводненности отдельно по пластам производится закрытие клапана. Контроль срабатывания клапана производится по снижению давления на приеме насоса и росту давления под клапаном (для компоновок с датчиком давления в подклапанной зоне). На станции управления УЭЦН задается по ТМС давление на приеме насоса равное замеренному до закрытия клапана. Далее контролируется выход УЭЦН на установившийся режим с поддержанием заданного давления на ТМС. После стабилизации режима работы установки производится замер дебита и обводненности открытого пласта.

Для компоновки с отсечением нижнего пласта.

Дебит нижнего пласта определяется как разность дебита скважины при одновременной и отдельной работе пластов. Обводненность нижнего пласта рассчитывается по формуле:

$$W_{\text{ниж}} = (Q_{\text{общ}} * W_{\text{общ}} - Q_{\text{верх}} * W_{\text{верх}}) / Q_{\text{ниж}}. \quad (12)$$

где  $Q_{\text{верх}}, Q_{\text{ниж}}, Q_{\text{общ}}$  - дебит жидкости общий, верхнего пласта, нижнего пласта соответственно.  $W_{\text{верх}}, W_{\text{общ}}, W_{\text{ниж}}$  - обводненность общая, верхнего пласта, нижнего пласта соответственно.

Аналогично производится замер параметров по пластам и для компоновки с отсечением верхнего пласта

Забойное давление по пластам определяется как сумма давления на приеме насоса и давления столба жидкости от интервала перфорации пласта до насоса. Коэффициент продуктивности каждого из пластов определяется, используя дебит, забойное и пластовое давления по пластам соответственно.

### Двухнасосные системы.

Для тандемов насосов ЭЦН и ШГН различных модификаций при использовании общего лифта для подъема жидкости при определении параметров пластов необходимо останавливать один из насосов. Частые остановки насосов сокращают межремонтный период оборудования в целом. При практических испытаниях данных конструкций были получены осложнения при подъеме и извлечении компоновок из скважин. Такие конструкции следует



использовать в скважинах с диаметром эксплуатационной колонны более 168 мм, но это редкость для месторождений Западной Сибири и России в целом.

ЭЦН+2 клапана.

Для замера параметров с использованием компоновки ЭЦН+2 клапана поочередно закрываются клапана и замеряется дебит и обводненность. Единственным условием является поддержание неизменной депрессии на пласты, что достигается с помощью регулирования частоты вращения ЭЦН и контролируется ТМС.

## 5 МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ВЫРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ПРИМЕНИМЫЕ К ВОСТОЧНОМУ УЧАСТКУ ОНГКМ

Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) имеет сложное геологическое строение, представлен карбонатным трещинно-поровым, литологически неоднородным коллектором с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Запасы продуктивных пластов характеризуются как трудноизвлекаемые. Нефтяная залежь восточного участка ОНГКМ разрабатывается на упруговодонапорном режиме с добавлением режима растворенного газа по мере снижения пластового давления и режима газовой шапки в подгазовых зонах.

Все объекты данного месторождения низкодебитные (дебит  $< 20 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Соответственно метод механической расходомерии будет малоприменим к данному месторождению. Также негативным фактором является то, что большинство скважин имеет открытый ствол.

Если же скважина будет привязана только к одному объекту(пласту), то данным методом можно будет замерять дебит отдельного объекта(пласта).

Некоторые методы регистрации давления в скважине применимы к данному месторождению.

С помощью регистрации изменения давления по стволу скважины или во времени определяются: забойное, пластовое, гидростатическое давление, градиент давления по стволу скважины, которые в свое время позволяют определить степень выработки каждого из пластов и условие фильтрации в каждом отдельном пласте.

Так, методом измерения гидростатического давления можно будет определить изолированность пластов или же их открытость, но этот метод применим только для остановленных скважин.

Методы КВД и КПД на данном участке применимы только к скважинам, привязанным к одному пласту. При вскрытии многопластового участка метод КВД(КПД) будет показывать общую картину для всего объекта. Будет невозможно определить ФЕС каждого пласта.

Так как данное месторождение многопластовое, то для него наиболее применим метод КВД(КПД) с пакером, так как данный метод позволяет измерять ФЕС каждого пласта.

Метод термометрии также подходит для данного месторождения. Данный метод позволит нам выделять даже небольшие продуктивные пласты, а также определять их удельный дебит. При использовании двухпакерной системы можно будет определять также ФЕС и дебит каждого пласта.

Отличным вариантом для восточного участка ОНГКМ будет использование различных компоновок одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) с многодатчиковой системой. Эта технология позволяет использовать все вышеописанные методы и проводить постоянный мониторинг работы скважинного оборудования. Однако, стоит отметить высокую стоимость этой технологии.

Как аналог ОРЭ можно предложить волокно-оптическую систему. Эта технология позволит на всем промежутке скважины отслеживать работу всех пластов. Также данная технология имеет меньшую стоимость по сравнению с ОРЭ. Однако, данная технология менее информативна при отслеживании работы каждого пласта по отдельности по сравнению с ОРЭ.

Исходя из всего вышеописанного, лучшим вариантом было бы как применение технологии ОРЭ с многодатчиковой системой, так и применение оптоволоконной технологии. То есть некоторое количество скважин, которые затрагивают 3 объект и пласт P5' (табл. 4) оборудовать технологией ОРЭ, а соседние с этими скважинами обработать оптоволоконной системой.

Данный вариант позволит как наиболее качественно отслеживать работу интересующих нас пластов, так и наиболее выгоден с экономической точки зрения.

Перечень скважин совместно разрабатывающих

Блок 3 и объект P5' по состоянию на 01.01.2020

| № скважины | Категория фонда | Уплотненный дебит скважины, т/сут |
|------------|-----------------|-----------------------------------|
| 62-3       | в бездействии   | -                                 |
| 1007       | действующая     | 17,8                              |
| 1015       | действующая     | 19                                |
| 1065       | действующая     | 8,2                               |
| 1073       | действующая     | 4,3                               |
| 1355       | действующая     | 4,5                               |
| 1415       | действующая     | 6,1                               |
| 1419       | действующая     | 6,5                               |
| 3999       | действующая     | 8,1                               |
| 1007-1     | действующая     | 9,4                               |
| 1033-1     | действующая     | 19,4                              |
| 1034-1     | действующая     | 6,5                               |
| 1034-2     | действующая     | 0,427                             |
| 1037-1     | действующая     | 0,426                             |
| 1040-1     | действующая     | 7                                 |
| 1050-2     | действующая     | 2,7                               |
| 1052-1     | действующая     | 2,166                             |
| 1059-1     | действующая     | 13,2                              |
| 1209-2     | действующая     | 3,2                               |

Таблица 4. Перечень скважин, которые стоит оборудовать системой ОРЭ

## 6 ПРОМЫСЛОВЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Следующее исследование пластов  $P_4+P_5$  и пласта  $P_5'$  Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения было проведено для того, чтоб определить следующие характеристики пластов:

- а) Скорость течения потока
- б) Дебит каждого пласта
- в) Гидропроводность каждого пласта
- г) Проницаемость каждого пласта

Изначально даны следующие характеристики свойств нефти и свойств пластов:

- а) Радиус скважины равен 0,066м
- б) Интервал перфорации пласта  $P_4=13,1$ м, пласта  $P_5=17,6$ м, пласта  $P_5'=20,8$ м
- в) Радиус контура питания равен 250м
- г) Депрессия равна 24,37атм

Скважина исследовалась 4 приборами. Каждый прибор был установлен напротив соответствующего продуктивного пласта. Запись велась 3 часа после включения скважины в работу и 12 часов после ее остановки.

Был получен следующий график (рис. 17)

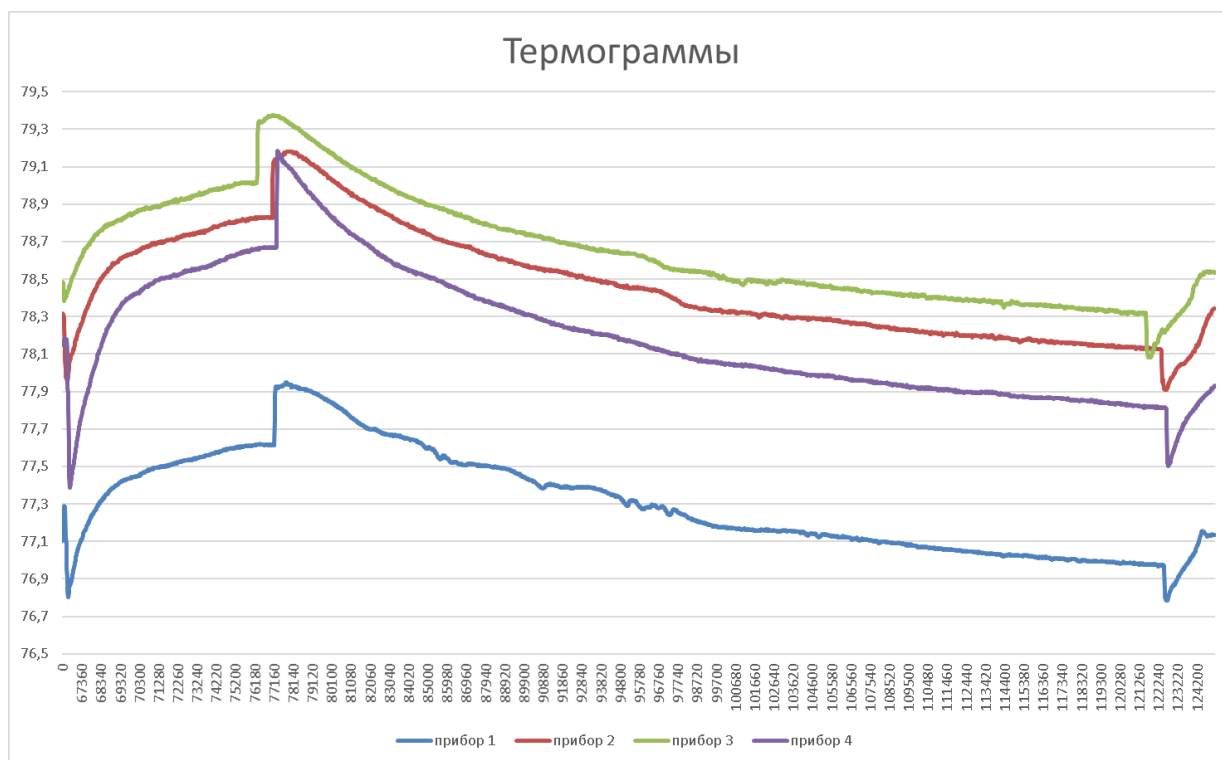


Рисунок 17. Кривые термограмм (зависимость температуры в градусах цельсия (по оси OY) от времени в секундах (по оси OX))

Характерное изменение температуры при пуске скважины в работу или же ее остановки объясняется наличием баротермического эффекта, который выделяет каждый интервал перфорации как работающий.

В результате запуска скважины в работу был получен общий дебит скважины, который равен 96 м<sup>3</sup>/сут. Общий дебит равен сумме дебитов продуктивных пластов в этой скважине. То есть:

$$Q_{\text{общ}}=q(P_4)+q(P_5)+q(P_5') \quad (13)$$

В то же время формулу 13 можно записать как:

$$v \cdot F = v_1 \cdot F_1 + v_2 \cdot F_2 + v_3 \cdot F_3 \quad (14)$$

Где:  $v$  – общая линейная скорость потока;

$v_1, v_2, v_3$  – скорости течения в соответствующих интервалах;

$F$  – площадь поперечного сечения ствола скважины;

$F_1, F_2, F_3$  – площади притоков флюида для соответствующих интервалов.

С учетом того, что:

$$F = \pi r_c^2 \quad (15)$$

И

$$F_i = 2\pi r_c^2 h_i \quad (16)$$

Где:  $r_c$  – радиус скважины;

$h_i$  – мощность соответствующего интервала

То получаем:

$$v \cdot \pi r_c^2 = v_1 \cdot 2\pi r_c^2 h_1 + v_2 \cdot 2\pi r_c^2 h_2 + v_3 \cdot 2\pi r_c^2 h_3 \quad (17)$$

Или же:

$$1/2 \cdot (v \cdot r_c) = v_1 \cdot h_1 + v_2 \cdot h_2 + v_3 \cdot h_3 \quad (18)$$

При всем этом скорости фильтрации в каждом пласте будут отличаться друг от друга на коэффициент  $K$ . Соответственно:

$$v_1 = K_1 \cdot v_2 \quad (19)$$

$$v_2 = K_2 \cdot v_1 \quad (20)$$

Учитывая данные формулы, делаем следующий шаг:

$$1/2 v \cdot r = K_1 \cdot K_2 \cdot v_3 \cdot h_1 + K_2 \cdot v_3 \cdot h_2 + v_3 \cdot h_3 = v_3 (K_1 \cdot K_2 \cdot h_1 + K_2 \cdot h_2 + h_3) \quad (21)$$

Или же:

$$v_3 = (v \cdot r) / 2 \cdot (K_1 \cdot K_2 \cdot h_1 + K_2 \cdot h_2 + h_3) \quad (22)$$

Чтобы найти скорость течения флюида во всех пластах, мы сначала должны по формуле (22) вычислить скорость в верхнем интервале  $v_3$ . Для вычисления скорости потока в остальных пластах используют формулы (23) и (24):

$$v_2 = K_2 * v_3 \quad (23)$$

$$v_1 = K_1 * v_2 \quad (24)$$

Коэффициенты  $K_1$  и  $K_2$  характеризуют темпы изменения температуры  $m_1, m_2, m_3$  в начальный момент времени при пуске скважины в работу.  $m_1, m_2, m_3$  рассчитываются графическим путем с помощью термограмм (рисунок 18):

$$K_1 = m_1 / m_2 = v_1 / v_2 \quad (25)$$

$$K_2 = m_2 / m_3 = v_2 / v_3 \quad (26)$$

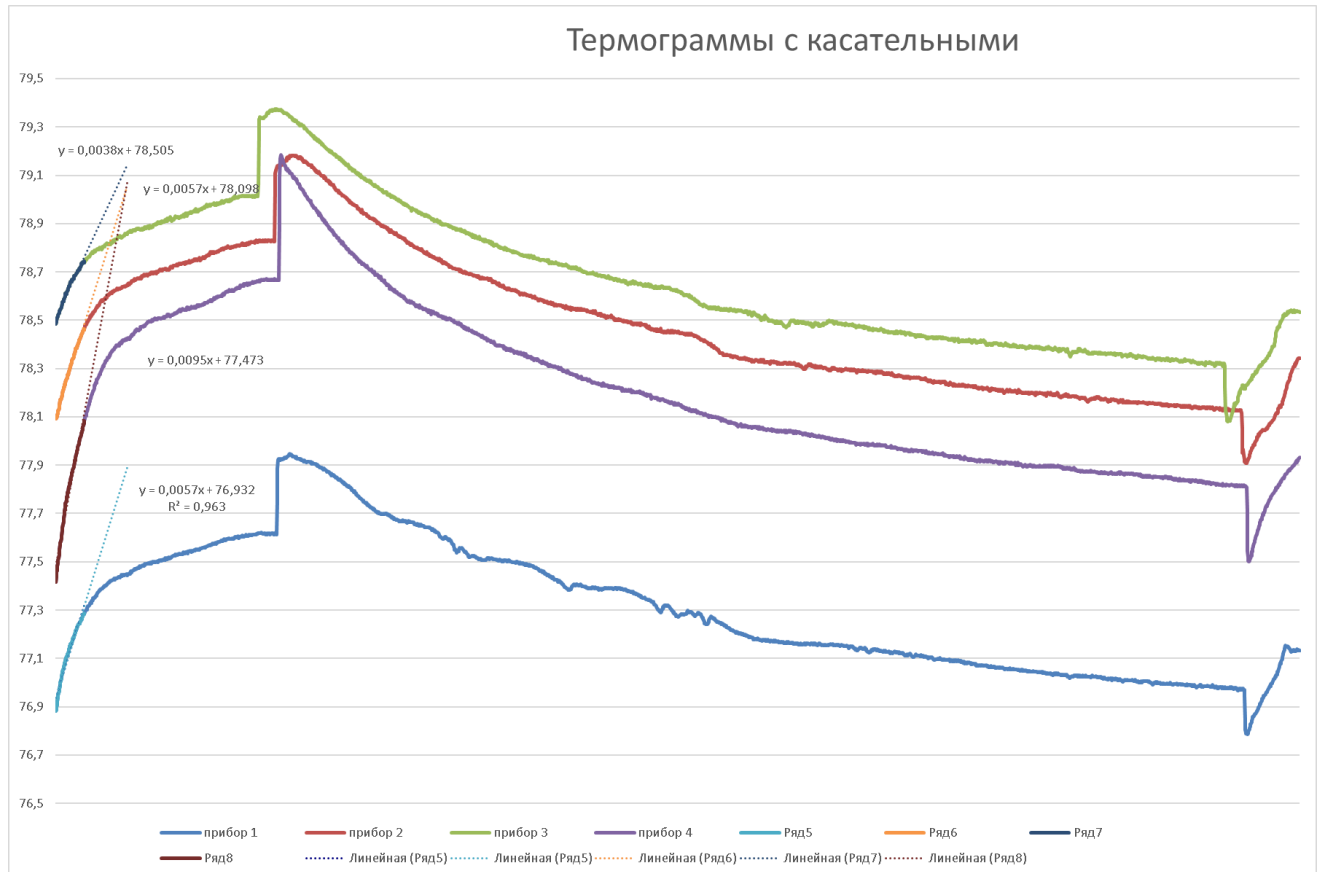


Рисунок 18. Кривые термограмм и линии тренда к начальным участкам (зависимость температуры в градусах цельсия (по оси ОУ) от времени в секундах (по оси ОХ))

Теперь, зная как найти скорости потока каждого пласта, рассчитываем дебит каждого пласта с помощью формулы (27):

$$q_i = 2\pi r * h_i * v_i * 86400 \quad (27)$$

Где:  $r$  – радиус скважины;

$h_i$  – интервал перфорации;

$v_i$  – скорость потока исследуемого интервала.

По формулам (28) и (29) находим коэффициент гидропроводности пласта  $\varepsilon$  и его проницаемость  $k$ .

$$\varepsilon_i = (q_i * \ln(R_k / v_i)) / (2\pi \Delta P * 86400 * 10^6) \quad (28)$$

$$k_i = (\varepsilon_i f) / (h_i * 100) \quad (29)$$

Где:  $R_k$  – радиус контура питания;

$\Delta P$  – депрессия;

$f$  - вязкость

Исходя из всех вышеописанных расчётов получаем следующие значения для искомых параметров:

Скорости потока в пластах равны соответственно:

- а) Для пласта  $P_5$  - 0.000012 м/с
- б) Для пласта  $P_4$  - 0.000007 м/с
- в) Для пласта  $P_5'$  - 0.000005 м/с

Дебиты пластов равны соответственно:

- а) пласт  $P_5$  - 7,237 м<sup>3</sup>/сут
- б) пласт  $P_4$  - 3,232 м<sup>3</sup>/сут
- в) пласт  $P_5'$  - 3,421 м<sup>3</sup>/сут

Коэффициент гидропроводности пластов равна соответственно:

- а) пласт  $P_5$  - 4,51 мкм<sup>2</sup>\*см/мПа\*с
- б) пласт  $P_4$  - 2,014 мкм<sup>2</sup>\*см/мПа\*с
- в) пласт  $P_5'$  - 2,132 мкм<sup>2</sup>\*см/мПа\*с

Проницаемость пластов равна соответственно:

- а) пласт  $P_5$  – 2,5 мД
- б) пласт  $P_4$  – 1,5 мД
- в) пласт  $P_5'$  – 1 мД



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты моей работы можно изложить в следующих положениях:

- а) С помощью научной литературы была исследована география и геология месторождения. Был написан краткий геологический очерк, в котором рассмотрены тектоника, стратиграфия, литология Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Отдельно была рассмотрена геология объектов и пластов данного месторождения.
- б) Был проведен анализ и исследована существующая классификация трудноизвлекаемых запасов нефти. На основе Федерального закона от 2.12.2019 №396-ФЗ были изучены льготы на разработку технологий, добычу и разведку трудноизвлекаемых запасов. Также были рассмотрены основные проблемы, которые возникают при эксплуатации месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.
- в) Были обоснованы методы исследования скважин при совместной разработке пластов. Среди геофизических методов был рассмотрен метод термометрии, а среди гидродинамических методов были рассмотрены методы расходомерии и КВД(КПД). Именно эти методы чаще всего применяются при исследовании многопластовых месторождений, каким и является Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. В этих методах были рассмотрены:
  - 1. технологии исследований;
  - 2. интерпретация и анализ данных;
  - 3. эффекты, на которых базируются данные методы;
  - 4. достоинства и недостатки методов.
- г) С помощью научной литературы в работе изучены принципы, технологии и оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений. Были определены основные проблемы, которые возникают, если эксплуатировать многопластовые объекты одним фильтром. Для решения этих проблем была рассмотрена методика, при которой можно эксплуатировать данные объекты одновременно-раздельным способом. Также рассматривались оборудование и технологии, применимые к многопластовым месторождениям. Среди оборудования особое внимание уделялось компоновкам ОРЭ (одновременно-раздельной эксплуатации) с многодатчиковой системой и оптоволоконным системам.
- д) После вышеописанной работы была предложена наиболее оптимальная система контроля выработки трудноизвлекаемых запасов для Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.
- е) Было проведено промысловое термодинамическое исследование Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Данное исследование проводилось на основе метода термограмм.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. К.М.Гарифов / История и современное состояние техники и технологии ОРЭ // Инженерная практика. - 2010.
2. Максutow Р. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений / Р. А. Максutow, Б. Е. Доброскок, Ю. В. Зайцев. - Москва: Недра, 1974. - 231 с.3.
3. Тахаутдинов Ш.Ф, Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов /Нефтяное хозяйство, номер 3, 58-61с
4. Ивановский В.И., Одновременно-раздельная эксплуатация и "интеллектуализация" скважин: вчера, сегодня, завтра. /Территория нефтегаз / 2010
5. Афанасьев В. А./Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России/ Нефтяное хозяйство, 2011
6. Ю.К. Цику, Опыт и перспективы одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений НГДУ «Комсомольскнефть», Нефтяное хозяйство, 2012
7. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. - 407 с
8. Балакиров Ю. А. Термодинамические исследования фильтрации нефти и газа в залежи. М.: Недра, 1970 - 192 с.
9. Балакиров Ю.А. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1970. - 193 с.
10. Блинов А.Ф., Дияшев Р.Н. Исследования совместно эксплуатируемых пластов. – М.: Недра, 1971. - 211 с
11. Подземная гидромеханика / С. Б. Каплан [и др.]. – 2–е изд., исправ. – Ижевск: Изд–во Института компьютерных исследований, 2006 – 488 с.
12. Гладков, Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учеб. пособие / Е.А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012 – 99 с.
13. Голд–Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещинновидных коллекторов /Т.Д. Голд–Рахт; пер. с англ. Н.А. Бардиной [и др.]; под ред. А.Г. Ковалева – М.: Недра, 1986 – 608 с.
14. Дейк, Л.П. Практический инжиниринг резервуаров / Л.П. Дейк. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008 – 668 с.
15. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений» / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986 – 332 с.
16. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Внешторгиздат, 1998 – 628 с.
17. Кричлоу, Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования / Г.Б. Кричлоу. – М.: Недра, 1979 – 303 с.
18. Лебединец, Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами: монография / Н.П. Лебединец. – М.: Наука, 1997 – 398 с.
19. Закон «О недрах» // Собрание законодательства Российской Федерации. №10, 1995
20. Цику Ю.К. / Исследование и разработка методов контроля и оптимизации выработки запасов многопластовых объектов при одновременно-раздельной эксплуатации: на

- примере Русскинского месторождения / дис. – к.т.н.: 25.00.17/ Цику Юрий Кимович - Москва – 2015, 150с.
21. Янин, А.Н. Оценка влияния массового применения ОРЗ на нефтеотдачу многопластового низкопроницаемого объекта / А.Н. Янин, А.В. Барышников, О.А. Кофанов, Я.А. Трухан // Бурение и нефть. – 2011 – № 5 – С. 46–49.
  22. Федеральный закон от 02.12.2019 № 396-ФЗ "О внесении изменений в Закон Российской Федерации "О недрах" в части совершенствования правового регулирования отношений в области геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых"
  23. studbooks.net (электронный ресурс)/ Анализ основных показателей разработки Оренбургского газоконденсатного месторождения/режим доступа: [https://studbooks.net/718170/geografiya/kratkaya\\_geologicheskaya\\_harakteristika\\_osnovnoy\\_gazokondensatnoy\\_zalezhi\\_orenburgskogo\\_ngkm](https://studbooks.net/718170/geografiya/kratkaya_geologicheskaya_harakteristika_osnovnoy_gazokondensatnoy_zalezhi_orenburgskogo_ngkm) (дата обращения: 02.02.2021)
  24. knowledge.allbest.ru (электронный ресурс) / Определение режима разработки Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / режим доступа: [https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3ad68a4c43a89421306d36\\_0.html](https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3ad68a4c43a89421306d36_0.html) (дата обращения: 03.02.2021)
  25. Тихонов С., «Нефтегазовая Вертикаль» / национальный отраслевой журнал / режим доступа: <http://www.ngv.ru/magazines/article/triz-i-nalogi/> (дата обращения: 15.01.2021)
  26. revolution.allbest.ru (электронный ресурс) / Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной / режим доступа: [https://revolution.allbest.ru/manufacture/00920291\\_0.html#text](https://revolution.allbest.ru/manufacture/00920291_0.html#text) (дата обращения: 13.02.2021)
  27. neftegaz.ru (электронный ресурс) / техническая библиотека, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) / режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141624-orenburgskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie-ngkm/> (дата обращения: 11.02.2021)
  28. knowledge.allbest.ru (электронный ресурс) / Структура и характеристика Оренбургского месторождения / режим доступа: [https://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b2bc68b5d53a88421206c26\\_0.html](https://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b2bc68b5d53a88421206c26_0.html) (дата обращения: 10.02.2021)
  29. www.bibliofond.ru (электронный ресурс) / Определение режима разработки Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / режим доступа: <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=556165> (дата обращения: 14.02.2021)
  30. rosnefta.gov.ru (электронный ресурс) / информационные материалы, Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года / режим доступа: <https://rosnefta.gov.ru/article/8743.html> (дата обращения: 16.02.2021)
  31. neftegaz.ru (электронный ресурс) / техническая библиотека, Трудноизвлекаемые запасы нефти ТРИЗ / режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/> (дата обращения: 16.02.2021)
  32. government.ru (электронный ресурс) / Законопроектная деятельность / режим доступа: <http://government.ru/activities/selection/302/36434/> (дата обращения: 16.02.2021)